

# 中国电力百科全书

电力系统卷



中国电力出版社

# 目 录

前言

凡例

电力系统卷序言

条目分类目录

彩图插页目录

正文 ..... 1~408

条目汉字笔画索引 ..... 409

条目外文索引 (INDEX OF ARTICLES) ..... 414

内容索引 ..... 422

# 条 目 分 类 目 录

## 说 明

- 一、本目录供分类查检条目之用。
- 二、有的条目有多种属性，可能在几个分支学科和分类中出现。例如“按频率降低自动减负荷”条既列入电力系统运行分支，又列入电力系统继电保护分支。
- 三、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。
- 四、凡加有 [ ] 者，不是条目标题，而是分类集合的提示词。例如 [电力系统基本特征]、[主要国家电力系统]。

### [概论]

电力系统 .....	45
电力系统自动化 .....	146
[电力系统基本特征]	
电压等级 .....	166
电力系统频率 .....	104
电力网结构 .....	43
电力系统中性点接地方式 .....	142
有效接地系统 .....	375
非有效接地系统 .....	219
不接地系统（见非有效接地系统） .....	17(219)
消弧线圈接地系统（见非有效接地系统） .....	360(219)
高阻抗接地系统（见非有效接地系统） .....	229(219)
输电能力 .....	309
电力系统容量 .....	108
电力系统互联 .....	79
电力系统短路电流水平 .....	73
直流输电 .....	393
电能质量 .....	165
电压质量 .....	169
频率质量（见电力系统频率） .....	297(104)
波形质量 .....	16

电压和电流不对称度 .....	167
电力系统运行状态 .....	136
电力系统正常运行状态 .....	138
电力系统警戒状态 .....	92
电力系统紧急状态 .....	87
电力系统恢复状态 .....	79
电力系统稳定 .....	118
电力系统静态稳定（见电力系统稳定） .....	92(118)
电力系统暂态稳定（见电力系统稳定） .....	137(118)
电力系统动态稳定（见电力系统稳定） .....	71(118)
电力系统再同步（见电力系统稳定） .....	137(118)
稳定极限和静态稳定储备系数（见电力系统稳定） ...	352(118)
电力系统振荡 .....	137
电力系统稳定器 .....	123
电力系统重大事故 .....	142
电力系统现场试验 .....	126
[主要国家电力系统]	
中国电力系统 .....	401
华北电力系统（见中国电力系统） .....	242(401)
东北电力系统（见中国电力系统） .....	188(401)

华东电力系统（见中国电力系统） .....	242(401)	电力系统动态模拟 .....	70
华中电力系统（见中国电力系统） .....	242(401)	暂态网络分析仪 .....	384
西北电力系统（见中国电力系统） .....	356(401)	高压直流输电模拟装置 .....	228
美国电力系统 .....	281	内过电压模拟装置（见暂态网络分析仪） .....	286(384)
苏联电力系统 .....	324	交流计算台 .....	258
日本电力系统 .....	298	直流计算台 .....	393
英国电力系统 .....	365	电力系统数字仿真 .....	111
[国际电力系统互联]		[网络方程及其求解]	
东欧各国电力系统互联 .....	188	电力网化简与等值 .....	41
西欧各国电力系统互联 .....	356	电力网节点编号优化 .....	43
北欧各国电力系统互联 .....	10	网络方程求解方法 .....	341
[电力系统计算分析]		潮流计算 .....	20
电力系统分析 .....	74	[潮流计算方法]	
[电力系统数学模型]		潮流计算高斯-赛德尔迭	
[电力网数学模型]		代法 .....	22
电力网等值电路 .....	40	潮流计算牛顿-拉夫逊法 .....	23
标么值系统 .....	15	潮流计算P-Q分解法 .....	24
节点导纳矩阵 .....	259	潮流计算直流法 .....	25
节点阻抗矩阵 .....	259	[电力系统故障分析和计算]	
同步电机数学模型 .....	337	电磁暂态过程计算 .....	35
派克方程（见同步电机数学模型） .....	288(337)	短路电流计算 .....	193
转子运动方程（见同步电机数学模型） .....	406(337)	$\alpha\beta 0$ 法 .....	1
同步电机相量图（见同步电机数学模型） .....	340(337)	对称分量法 .....	196
同步电机坐标系统（见同步电机数学模型） .....	340(337)	复杂故障计算 .....	223
同步电机参数 .....	335	[电力系统稳定性分析和计算]	
同步机组惯性常数 .....	340	暂态稳定计算 .....	385
励磁系统数学模型 .....	274	等面积定则（见暂态稳定计算） .....	32(385)
原动机调速系统数学模型 .....	375	极限故障切除时间（见暂态稳定计算） .....	246(385)
[负荷数学模型]		摇摆曲线（见暂态稳定计算） .....	363(385)
负荷动态特性 .....	221	暂态稳定计算李亚普诺夫	
负荷静态特性 .....	222	直接法 .....	388
[电力系统模拟]		静态稳定计算 .....	263
电力系统模拟装置 .....	103	静态稳定实用算法（见静态稳定计算） .....	266(263)
		静态稳定小干扰分析法（见静态稳定计算） .....	266(263)
		动态等值 .....	192



## [电力系统规划设计]

## [电力系统发展规划]

电力系统长远发展规划 ..... 52

电力系统中期发展规划 ..... 139

电力系统设计(见电力系统  
中期发展规划) ..... 110(139)

动力资源开发 ..... 189

电源发展规划 ..... 170

电力网发展规划(见电力  
系统中期发展规划) ..... 41(139)

电源优化数学模型 ..... 174

电力系统调峰设计 ..... 113

电力系统短路电流配合 ..... 71

交直流输电并联运行 ..... 258

电力系统联网规划设计 ..... 102

提高电力系统稳定措施 ..... 327

超高压并联电抗器选择 ..... 19

## [电力系统城市电力网规划]

城市电力网规划 ..... 26

## [电力系统二次系统设计]

电力系统继电保护与安全自动  
装置设计 ..... 83

电力系统通信设计 ..... 116

电力系统调度自动化设计 ..... 69

电源建设计划 ..... 172

电源建设前期工作 ..... 173

火电厂厂址选择 ..... 242

发电厂接入系统设计 ..... 201

## [电力负荷预测]

电力负荷分类 ..... 38

城乡居民生活用电 ..... 27

国民经济行业用电 ..... 238

电力负荷电压及频率特性(见  
负荷静态特性及负荷动态  
特性) ..... 38(222、221)

电力系统负荷曲线 ..... 77

电力系统日负荷率 ..... 108

电力负荷预测方法 ..... 39

电力系统电力电量综合平衡 ..... 56

电力系统电力平衡 ..... 57

电力系统工作容量 ..... 78

电力系统备用容量 ..... 52

电力系统电量平衡 ..... 57

电力系统调相调压设计 ..... 114

电力系统调压 ..... 114

电力系统无功负荷 ..... 124

电力系统无功功率平衡 ..... 125

电力系统无功功率补偿 ..... 124

## [电力系统运行]

电力系统运行 ..... 131

电力系统调度管理 ..... 61

调度室 ..... 176

电力系统模拟屏(见  
调度室) ..... 103(176)

调度台(见调度室) ..... 176(176)

电力系统调度员 ..... 64

调度规程 ..... 175

调度命令 ..... 175

## [电力系统运行计划]

电力系统运行接线方式 ..... 135

电力系统联络线 ..... 101

电磁环网 ..... 34

电力系统年度运行方式 ..... 104

电力系统正常运行方式 ..... 138

电力系统检修运行方式 ..... 86

电力系统事故后运行方式 ..... 111

电力系统有功功率平衡 ..... 127

电力系统日调度计划 ..... 107

电力系统最大负荷 ..... 150

电力系统最小负荷 ..... 150

电力系统最大可能出力 ..... 150

发电机组出力管理 ..... 202

电力系统运行备用容量 ..... 134

电力系统发电功率因数 ..... 74

电力系统设备检修调度管理 ..... 109

电力系统调峰 ..... 112

电力系统日负荷峰谷差 ..... 108

发电机组最大最小出力特性 ..... 203

发电机组增长出力特性 ..... 203

通信与远动调度运行管理 ..... 335

继电保护运行管理 ..... 250

电力系统频率特性 .....	106
电力系统频率调整 .....	106
调频发电厂 .....	330
电力系统电压特性 .....	59
输电网电压调整 .....	310
电压中枢点 .....	170
电压监测点 .....	168
电力系统电压逆调整 .....	58
倒闸操作 .....	32
并列与解列 .....	15
合环与解环 .....	239
[电力系统异常运行]	
电力系统的系统事故 .....	55
连锁反应 .....	277
电力系统瓦解 .....	118
电力系统频率异常运行 .....	107
电力系统频率崩溃 .....	105
电力系统运行过电压 .....	135
电力系统电压崩溃 .....	58
非同步运行 .....	218
非全相运行 .....	218
发电机失磁异步运行 .....	202
电机自励磁 .....	36
电力系统的系统事故处理 .....	56
事故过负荷能力 .....	306
事故拉闸 .....	307
电力调度反事故措施 .....	38
按频率降低自动减负荷 .....	2
按电压降低自动减负荷 .....	1
互联电力系统运行 .....	241
[经济调度]	
电力系统经济调度 .....	89
基本负荷发电厂 .....	245
中间负荷发电厂 .....	405
尖峰负荷发电厂 .....	255
等微增率经济调度 .....	32
煤耗微增率 .....	280
水耗微增率 .....	324
水煤转换系数 .....	324
成本微增率 .....	26
网损 .....	343

网损修正系数 .....	343
机组经济组合 .....	245
水电火电混合系统有功功率 经济分配 .....	322
互联电力系统经济调度 .....	239
[电力系统可靠性]	
电力系统可靠性 .....	92
日本电力系统可靠性管理 .....	299
英国电力系统可靠性管理 .....	366
北美电力系统可靠性管理 .....	5
电力系统可靠性基本数据 .....	96
中国电力设施的可靠性统计 .....	400
发电系统可靠性 .....	205
备用容量确定方法 .....	10
发电系统模型 .....	209
发电系统可靠性负荷模型 .....	206
发电系统可靠性指标 .....	207
[计划检修对可靠性影响]	
发电系统风险特性系数 .....	204
发电机组有效载荷容量 .....	202
发电系统等值负荷 .....	204
发电系统检修计划优化 .....	205
互联系统可靠性 .....	241
两个系统互联的可靠性分析法 .....	277
多个系统互联的可靠性分析法 .....	196
输电系统可靠性 .....	311
输电系统可靠性的确定性准则 .....	311
输电系统的暂态可靠性准则 .....	310
发输电合成系统可靠性 .....	212
发输电合成系统故障状态 .....	211
发输电合成系统故障后果分析 .....	210
电力系统潮流计算(见潮流 计算) .....	54(20)
发输电合成系统停运状态及模型 ...	216
发输电合成系统可靠性分析方法 ...	213
偶发事件枚举法 .....	287
蒙特卡洛法 .....	284
发输电合成系统可靠性指标 .....	214
弱联系电力系统稳定的概率评估法 ...	303
电力系统可靠性准则 .....	101

《北美互联系统运行可靠性准则》 .....	9	信息) .....	306(62)
北美电力系统规划设计可靠性准则 ...	3	批次信息(见电力系统调度	
美国《邦维尔电力局可靠性准则		信息) .....	297(62)
和标准》 .....	280	水情信息(见电力系统调度	
英国《供电安全导则》 .....	371	信息) .....	324(62)
英国《超高压输电网规划安全		电量变送器(见电力系统调度	
标准》 .....	363	信息) .....	161(62)
英国《发电厂接入系统的规划		模拟量(见电力系统调度	
安全标准》 .....	370	信息) .....	285(62)
《电力系统安全稳定导则》 .....	49	开关量(见电力系统调度	
苏联《电力系统稳定导则》 .....	326	信息) .....	273(62)
《电力系统技术导则》 .....	80	模数转换器与数模转换器(见	
配电系统可靠性 .....	288	电力系统调度信息) .....	285(62)
配电系统及设备的状态 .....	288	共模干扰与串模干扰(见	
配电系统可靠性指标 .....	290	电力系统调度信息) .....	229(62)
配电系统可靠性评估方法 .....	288	电力系统调度分层控制 .....	59
中国城市电网可靠性规定 .....	400	采样 .....	18
英国电力委员会供电可靠性规定 ...	364	检错纠错编码 .....	255
加拿大电气协会《配电系统可靠性		远动通道 .....	380
工程指南》 .....	252	电力系统远动技术 .....	128
[配电系统可靠性统计]		遥信(见电力系统远动	
中国配电系统供电可靠性统计		技术) .....	363(128)
办法 .....	404	遥测(见电力系统远动	
英国《配电系统国家事故和停电		技术) .....	363(128)
报告制度》 .....	371	遥控(见电力系统远动	
日本配电系统可靠性 .....	302	技术) .....	363(128)
电力系统可靠性经济学 .....	99	遥调(见电力系统远动	
[经济分析用概念和公式]		技术) .....	363(128)
货币时间价值 .....	244	通信接口(见电力系统远动	
经济比较法 .....	260	技术) .....	334(128)
最小投资收益率 .....	408	调制解调器(见远动	
固定折年率 .....	229	通道) .....	330(380)
最小可接受岁收需量 .....	407	模拟屏(见调度自动化人机	
停电损失 .....	330	联系设备) .....	285(182)
电力部门可靠性费用 .....	37	事件顺序记录 .....	307
电力系统可靠性优化 .....	100	远动终端 .....	381
		远动传输规约 .....	377
		计算机通信规约(见数据	
		通信网) .....	249(316)
[电力系统调度自动化]		调度自动化系统 .....	183
电力系统调度自动化 .....	65	调度自动化计算机系统 .....	178
电力系统调度信息 .....	62		
实时信息(见电力系统调度			

单机系统（见调度自动化 计算机系统）.....	30(178)
双机系统（见调度自动化 计算机系统）.....	321(178)
多机系统（见调度自动化 计算机系统）.....	197(178)
计算机网络系统（见调度 自动化计算机系统）.....	249(178)
调度自动化人机联系设备 .....	182
调度中心计算机房 .....	177
[电力系统调度自动化功能]	
电力系统监视控制 .....	84
电力系统状态估计 .....	145
电力系统安全分析 .....	47
电力系统安全控制 .....	48
电力系统稳定控制 .....	121
电力系统潮流优化 .....	54
电力系统实时负荷预测 .....	110
有功功率与频率自动控制 .....	372
无功功率与电压自动控制 .....	352
电力系统经济调度控制 .....	90
电力系统负荷管理 .....	76
数据采集与监控（见电力系统 监视控制）.....	312(84)
调度自动化系统实例 .....	186
电力系统调度员培训仿真器 .....	64
配电自动化 .....	295
[电力系统继电保护]	
电力系统继电保护 .....	80
电力系统继电保护配置 .....	82
断路器失灵保护（见电力系统 继电保护配置）.....	195(82)
继电保护整定 .....	251
继电保护试验 .....	249
[保护用互感器暂态误差]	
电流互感器暂态误差 .....	163
电容式电压互感器暂态误差 .....	166
互感器二次回路接地 .....	239
变电所二次回路干扰 .....	12
[线路保护]	

线路继电保护配置 .....	357
电流保护 .....	161
距离保护 .....	266
电压回路断线闭锁保护 .....	168
手动合闸后加速保护 .....	308
双回线保护 .....	321
线路纵联保护 .....	359
载波继电保护 .....	384
电力线载波保护 .....	151
微波保护 .....	344
特高频保护 .....	327
光纤保护 .....	234
导引线保护 .....	31
[纵联保护类别]	
电流相位比较式纵联保护 .....	164
方向比较式纵联保护 .....	217
工频突变量方向比较式纵联 保护（见方向比较式纵联 保护）.....	229(217)
超范围与欠范围式纵联保护 .....	19
电流差动式纵联保护 .....	162
允许式与闭锁式纵联保护 .....	382
直接跳闸式保护 .....	392
行波保护 .....	361
电力线载波保护专用收发信机 .....	151
电力线载波保护复用载波机 （见电力线载波机）.....	151(152)
母线差动保护 .....	285
自动重合闸 .....	406
线路自动重合闸配置 .....	359
三相重合闸 .....	305
检同步重合闸（见三相 重合闸）.....	258(305)
检电压重合闸（见三相 重合闸）.....	258(305)
非同步重合闸（见三相 重合闸）.....	218(305)
检邻线电流重合闸（见三相 重合闸）.....	258(305)
自同步重合闸（见三相 重合闸）.....	406(305)

单相重合闸和综合重合闸 .....	30
选相元件（见单相重合闸 和综合重合闸） .....	362(30)
相电流差突变量选相元件 （见单相重合闸和综合 重合闸） .....	360(30)
快速重合闸 .....	273
最佳重合闸时间 .....	407
母线重合闸 .....	286
重合闸后加速保护 .....	28
提高电力系统稳定二次系统措施 .....	328
电力系统安全自动装置 .....	50
电力系统自动解列装置 .....	149
振荡解列装置（见电力系统 自动解列装置） .....	391(149)
继电保护振荡闭锁装置 .....	251
按频率降低自动减负荷 .....	2
按电压降低自动减负荷 .....	1
保护继电器 .....	3
距离继电器 .....	269
电抗继电器（见距离 继电器） .....	37(269)
阻抗继电器（见距离 继电器） .....	407(269)
工频突变量距离继电器 （见距离继电器） .....	229(269)
频率继电器 .....	297
频率变化率继电器 .....	297
电流继电器 .....	164
电压继电器 .....	168
功率方向继电器 .....	229
功率继电器 .....	229
差动继电器 .....	18
电流平衡继电器 .....	164
时间继电器 .....	306
中间继电器 .....	406
出口继电器 .....	29
信号继电器 .....	361
负序继电器 .....	223
零序继电器 .....	279
[继电器和保护装置构成方式]	

感应型继电器 .....	226
电磁型继电器 .....	34
整流型继电器 .....	391
晶体管继电保护装置 .....	261
集成电路继电保护装置 .....	246
微机型继电保护装置 .....	347
[自动记录设施]	
故障录波装置 .....	231
故障测距 .....	230
直流输电系统继电保护 .....	397

## [电力系统通信]

电力系统通信 .....	115
[电力系统通信网主要装备]	
调度通信总机 .....	177
纵横制交换机 .....	406
程控交换机 .....	28
有线通信线路 .....	374
通信网监测系统 .....	334
通信电源 .....	333
[通信设备技术体制]	
模拟通信 .....	285
数字通信 .....	320
[通道主要技术指标]	
信噪比 .....	361
衰减频率特性 .....	320
互调失真 .....	242
群时延失真 .....	297
比特差错率 .....	11
通道衰减 .....	333
变电所通信设备防护 .....	14
电平 .....	165
无线电通信 .....	354
[无线电通信方式]	
微波中继通信 .....	346
超短波通信 .....	18
移动通信 .....	363
散射通信 .....	305
卫星通信 .....	351
无线电通信频段 .....	354
电磁波传播预测 .....	33

[无线电通信设备]	
天线 .....	329
馈线 .....	273
信道机 .....	360
多路复用终端设备 .....	197
微波中继站 .....	347
微波通信监控系统 .....	345
卫星地球站 .....	351
电力线载波通信 .....	159
[电力线载波通信方式]	
绝缘地线载波通信 .....	271
分裂导线载波通信 .....	220
电力线复合电缆载波通信 .....	150
[电力线载波通道]	
电力线载波耦合方式 .....	155
电力线噪声 .....	161
电力线载波通道衰减 .....	159
电力线载波信号模式分析计算 .....	160
电力线载波通道测试 .....	158
[电力线载波通信设备]	
电力线载波机 .....	152
电力线载波耦合装置 .....	155
电力线载波频率分隔设施 .....	156
电力线载波频率分配 .....	157
光纤通信 .....	235
光信号模式(见光纤	
通信) .....	238(235)
光通信波段(见光纤	
通信) .....	233(235)
光传输衰减(见光纤	

通信) .....	231(235)
波分复用(见光纤通信) .....	16(235)
光纤接续(见光纤通信) .....	235(235)
[光纤通信设备]	
光端机 .....	231
光中继器 .....	238
光纤 .....	233
光缆 .....	232
架空地线复合光缆 .....	254
光纤连接器 .....	235
光纤通信测试 .....	237
光功率计 .....	232
光衰减器 .....	233
光时域反射计 .....	233
数据通信 .....	314
链路控制通信规约 .....	277
基本型通信规约 .....	245
二进制同步通信规约 .....	200
高级数据链路控制规约 .....	226
网络控制通信规约 .....	342
数据信号调制方式 .....	318
数据通信接口标准 .....	315
[数据通信网设备]	
分组交换机 .....	220
通信控制器 .....	334
数据调制解调器 .....	313
数据复用器 .....	312
数据集中器 .....	313
数据终端设备 .....	319
数据通信网 .....	316

# 彩图插页目录

1. 中国电力系统分布区域 .....	1	29. 工程工作站为主机的 SCADA	
2. 东北电力系统示意图 .....	2	系统 .....	16
3. 华北电力系统示意图 .....	3	30. 华北电力系统 EMS 计算机房 .....	17
4. 华东电力系统示意图 .....	4	31. 调度自动化人机联系设备 .....	17
5. 华中电力系统示意图 .....	5	32. 屏幕显示电力网络图 .....	17
6. 西北电力系统示意图 .....	6	33. 屏幕显示多窗口画面 .....	17
7. 西南互联电力系统示意图 .....	6	34. 实现于山东省电力控制中心的	
8. 日本主要输电系统和发电厂 .....	7	SCADA/EMS 系统 .....	17
9. 日本本土电力系统互联示意图 .....	8	35. 华东电力系统 EMS 计算机系统 .....	17
10. 1991 年欧洲发输电协调联盟各国		36. WXB-11 型微机高压输电线路	
电力系统互联及电能交换示意图 .....	8	保护装置 .....	18
11. 北欧各国电力系统互联示意图 .....	9	37. HMZ-101 型双母线保护装置 .....	18
12. 东欧各国电力系统间 1985 年交换		38. 集成电路线路保护屏 .....	18
电量示意图 .....	10	39. 中国电力系统专用微波及卫星通	
13. 暂态网络分析仪装置(控制部分) .....	11	信网 .....	19
14. 高压直流输电模拟装置 .....	11	40. 天线 .....	20
15. 电力系统动态模拟 .....	11	41. 鸡公山微波中继站 .....	20
16. 负荷曲线及不同类型电厂所带负		42. 有源中继站 .....	21
荷图 .....	11	43. 无源中继站 .....	21
17. 华中电力集团公司总调度室 .....	12	44. 程控数字用户交换机 .....	21
18. 调度台及屏幕显示器 .....	12	45. ZDD27 型电力线载波机 .....	21
19. 调度所录音设备 .....	12	46. 悬式电力线载波耦合装置 .....	22
20. 浙江省电力局中心调度所调度模		47. 坐式电力线载波耦合装置 .....	22
拟屏 .....	12	48. 自撑式复合光缆 .....	22
21. 华中电力集团公司调度大楼 .....	13	49. HP8146A 光时域反射计 .....	22
22. 华北电力集团公司总调度所继电		50. 卫星地球站 .....	22
保护定值整定用计算机 .....	14	51. 繁昌变电所微波塔 .....	23
23. 电量变送器 .....	14	52. 光缆 .....	23
24. 华东电力集团公司总调度所调度		53. 光纤复合架空地线 .....	23
室全貌 .....	14	54. 上海石洞口第一电厂外貌 .....	24
25. 安徽省电力中心调度所调度室 .....	15	55. 上海石洞口第二电厂外貌 .....	24
26. 上海市电力工业局调度所调度室 .....	15	56. 上海石洞口第二电厂 600 MW	
27. 华东电力大楼全景 .....	16	汽轮发电机组 .....	25
28. 运动设备 .....	16	57. 300 MW 汽轮机吊转子 .....	25

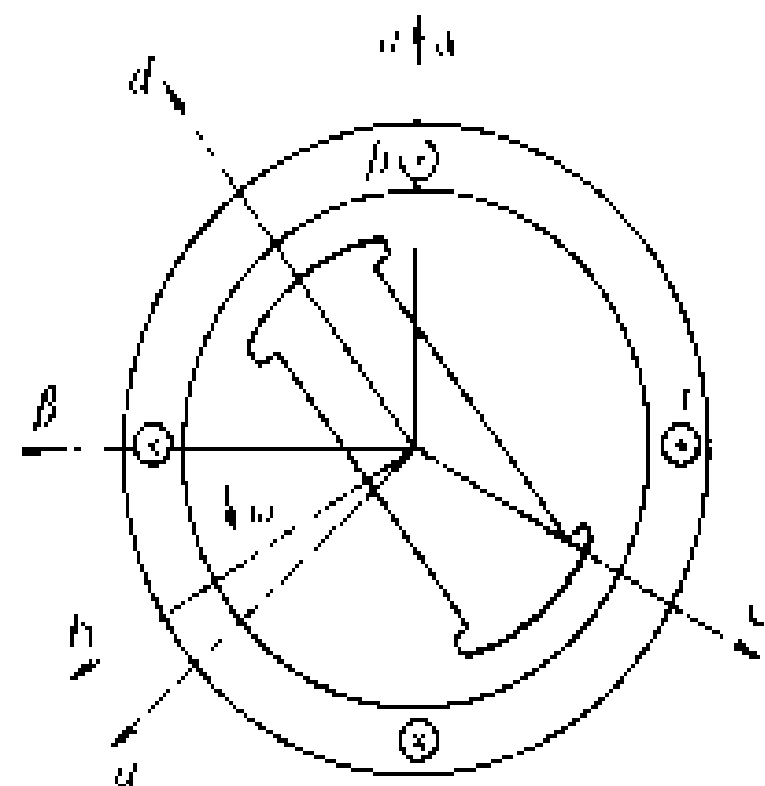
58. 宝山钢铁总厂自备电厂 350 MW 汽轮发电机组 .....	25	69. 四统一线路保护屏 .....	30
59. 秦山核电厂外景 .....	26	70. 整流型线路保护屏 .....	30
60. 响洪甸水电厂外景 .....	26	71. GSC-1 型光纤三相式电流纵联 差动保护装置 .....	30
61. 北京八达岭风力发电试验站 .....	27	72. 电容器保护继电器 .....	30
62. 风力发电 (I) .....	27	73. 发电机-变压器组保护屏 .....	31
63. 风力发电 (II) .....	27	74. 发电机-变压器组保护柜 .....	31
64. 500 kV 房山变电所 .....	28	75. GSF-6 高频保护收发信机 .....	31
65. 沙岭子-昌平 500 kV 超高压输电 线路 .....	28	76. SF-501 收发信机 .....	31
66. 5400 冲击电压发生器放电试验 .....	28	77. 上海人民广场地下变电所气体 绝缘全封闭电器 .....	32
67. 500 kV 江(都)斗(山)输电线路 江苏镇江大跨越 .....	29	78. 东北电力系统的安全监控系统 .....	32
68. 建设中的输电线路 .....	29	79. 华北电力系统调度中心计算机房 .....	32
		80. 上海人民广场地下变电所控制室 .....	32





$\alpha\beta 0$  法 (method of  $\alpha\beta 0$  components) 用  $\alpha\beta 0$  坐标系统研究三相交流电系统运行工况的一种方法。

$\alpha\beta 0$  坐标系统是将坐标轴放在同步电机定子上的静止坐标系统。在研究同步电机不对称短路故障时,用  $\alpha\beta 0$  坐标系统比较方便、简洁。



$\alpha\beta 0$  坐标系统  $\alpha\beta 0$  同步电机的坐标系统坐标系统如图所示。图中  $\alpha$  轴与定子 a 相重合,  $\beta$  轴超前  $\alpha$  轴  $90^\circ$ , 在图所示坐标系统中, 如果以其在 abc 系统中的变量为原始变量,  $\alpha\beta 0$  坐标系统变量为新变量, 二者的转换关系以电流为例可表示为

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

若式 (1) 中的系数矩阵称为  $C$ , 则式 (2) 中的系数矩阵是  $C^{-1}$ 。式 (1)、式 (2) 可简写为

$$i_{\alpha\beta 0} = C i_{abc} \quad (3)$$

$$i_{abc} = C^{-1} i_{\alpha\beta 0} \quad (4)$$

$i_\alpha$ 、 $i_\beta$  是定子  $\alpha$  轴方向与  $\beta$  轴方向的假想回路中的电流, 它相当于将 abc 三相同步电机转化为等效的两相同步电机。成为同步电机的另一数学模型。

$\alpha\beta 0$  法的应用  $\alpha\beta 0$  法通常应用于同步电机不对称短路分析。

同步电机在空载时突然两相短路的故障条件是

$$\begin{cases} u_b = u_c \\ i_a = 0 \\ i_b + i_c = 0 \end{cases} \quad (5)$$

将式 (5) 转换为  $\alpha\beta 0$  分量时则有

$$\begin{cases} i_\alpha = 0 \\ i_0 = 0 \\ u_\beta = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式 (6) 表明, 同步电机 b、c 两相短路, 相当于等效两相电机的  $\beta$  相短路和  $\alpha$  相开路。

同理, 同步电机单相短路时的故障条件是

$$\begin{cases} u_a = 0 \\ i_b = 0 \\ i_c = 0 \end{cases} \quad (7)$$

将式 (7) 转换为  $\alpha\beta 0$  分量时则有

$$\begin{cases} u_\alpha = -u_0 \\ i_\beta = 0 \\ i_\alpha = 2i_0 \end{cases} \quad (8)$$

式 (8) 中  $u_0 = (r_0 + jx_0) i_0 = \frac{1}{2} (r_0 + jx_0) i_a$ 。上式中

$r_0$ 、 $x_0$  是同步电机的零序电阻和零序电抗。由式 (8) 可见同步电机单相短路时, 相当于等效两相电机的  $\beta$  相开路 and  $\alpha$  相经阻抗  $\frac{1}{2} (r_0 + jx_0)$  短路。式 (6) 和式 (8) 将使问题的求解变得相当简单。

采用  $\alpha\beta 0$  法时, 一般都假定原三相对称回路的正序及负序阻抗回路完全相同, 否则  $\alpha$  与  $\beta$  回路间将存在互感, 从而丧失分解计算的基本优点。

(李汉香)

按电压降低自动减负荷

(automatic under-voltage load shedding) 为防止事故后或负荷上涨超过预测值, 因无功补偿不足引发电压崩溃事故 (见电力系统电压崩溃), 利用延时低电压保护装置自动切除部分负荷, 使运行电压恢复到接近正常值的技术措施。

按电压降低自动减负荷装置只在特殊需要的地区安装使用, 一般选择在: 负荷集中且无功电源不足的地区; 电力系统规定的解列点; 无功电源不足, 受电比重又大的输电线路的受电端 (在此处, 它又常与按频率降低自动减负荷装置并联使用)。

延时低电压保护装置的整定值, 应与地区继电保护的動作时间相配合, 以避免地区电力网发生短路故障时的误动作。

(沈培厚)

an pinlu jiangdi zidong jianfuhe

**按频率降低自动减负荷** (automatic under-frequency load shedding)

在电力系统发生事故出现功率缺额引起频率急剧大幅度下降时,自动切除部分用电负荷使频率迅速恢复正常以避免频率崩溃的技术措施。这个措施是使用按频率降低自动减负荷(又称自动低频减载)装置来实现的。它是一种以低频率继电器为基本元件的自动装置,是每个电力系统都必须配置的最主要的一种安全自动装置。这种装置广泛配置在电力系统的变电所中。当系统频率降低到其动作值时,它就自动切断一条至数条供电线路(或用户),从而达到自动切除部分用电负荷的目的。其配置方案包括:①确定切除用电负荷总数;②各级动作频率及切除负荷量的整定原则,以及装置配置点的确定等。

**确定切除用电负荷总数** 应同系统发生各类事故时出现的可能最大功率缺额相适应,一般为最大发电负荷的30%~40%。总数确定之后还要分配到各个地区电力网中,由各地区电力网选定被切除的用户应是比较次要的或停电后对其不会造成设备损坏或不致造成人身伤亡的。

**各级动作频率及切除负荷量的整定原则** 可归纳为以下6点。

(1) 将动作频率分成许多层次用来分批切除负荷,以便适应不同的功率缺额。每一层次称为一级,各级的动作频率由高到低依次排列。级差一般为0.1~

0.5 Hz,总级数为3~7级,各级切除负荷数之和即为总切除负荷数。

(2) 在现代电力系统中,低频保护整定值(起动频率及时间)及每一级切负荷的数量,必须和大型机组的低频保护的整定值相配合。

(3) 第一级动作频率的选择,对标准频率为50 Hz的电力系统,第一级动作频率多为49 Hz或略高。

(4) 第末级动作频率的选择决定于火电厂机组允许的最低频率和电力系统自身的安全稳定。对额定50 Hz的系统末级动作频率一般不低于47.5~48 Hz。

装置动作延时一般取0.2~0.3 s。

(5) 当按频率降低自动减负荷前几级动作后所切除的负荷数小于系统的功率缺额而其差值又不能使频率下降到下一级的动作值时,系统频率会悬停在低于正常范围的某一数值上。为避免这种情况的发生,除设置上述各级外,还设置特殊级,动作后切除下一级的部分负荷,特殊级可设置一级或多级,其动作频率可与某些级相同,但延时加长到数十秒。

(6) 有些电力系统在使用低频率继电器的同时还使用频率变化率继电器,即在频率下降速度快的情况下使若干级同时快速动作,以防止事故的扩大。

**装置配置点的确定** 主要根据事故时与主系统解列孤立运行的局部系统的功率缺额以及被切除用户的电源所在地而定。

(惠子厚)



一回路通电等功能。保护继电器按结构形式又可分为电磁型、感应型、整流型、晶体管型、集成电路型、数字型等。

(李振和)

# B

Beimei dianli xitong guihua sheji kekaoxing zhunze  
**北美电力系统规划设计可靠性准则** (plan-  
ning reliability criteria of North American  
power systems) 北美电力可靠性协会和 9 个  
区域可靠性协会为提高电力系统电力供应的安全性和  
充裕度都分别制定了电力系统规划设计可靠性准则,  
其目的是从规划设计方面充分保证电力系统的可靠  
性。这些准则作为区域可靠性协会对互联电力系统及  
其成员对所属电力系统进行电力系统规划设计时应遵  
循的准则, 也作为其成员进一步制定其所属电力系统  
的更详细和具体的规划设计准则的基础。

**主要内容** 包括: ①发电装机容量及充裕度的评  
价;②严重和常见故障事件情况下系统可靠性准则;③  
区域间可靠性的协议和准则;④按频率降低自动减负  
荷准则等。

发电装机容量及充裕度的评价 主要是对发电装  
机充裕度的要求, 系统备用容量的规定以及评价发电  
额定出力的条件和规定等。各区域可靠性协会都对发  
电容量进行了概率性评估, 有的采用电力不足概率  
LOLP, 有的则采用等值容量裕度百分数表示。九个区  
域可靠性协会已公布的充裕度准则见表 1。

严重和常见故障事件情况下系统可靠性准则 所

baohu jidianqi  
**保护继电器** (protective relay) 用于继电  
保护装置中能在一个或多个输出回路中产生预定跃变  
的一种控制器件。当输入参量(电、磁、光、热、声等)达  
到某一预先设定值(整定值)时输出量便发生跳跃式变  
化, 通常由感受(测量)部件、比较部件和执行部件三  
个主要部分组成。感受部件将反应的输入参量综合后  
送至比较部件, 比较部件将所得的参量与预先设定值  
相比, 作出判断, 由执行部件实现输出量的跃变。按它  
们的感受元件所反应的物理量种类分: 电气的、机械  
的、温度的、光学的等。反应电气量动作的保护继电器  
应用最为广泛, 种类也最多, 又可分为两大类: ①按反  
应的输入参量主要是交流量的, 如电流、电压、功率等  
大于(或小于)预定值而动作的继电器, 主要用于实现  
故障判别等功能。②按输入参量的有无而动作的逻辑  
继电器, 主要用于构成保护装置的逻辑回路, 如: 用于  
增加触点容量或数量;用于增加动作时限;用以表示某

表 1 9 个区域可靠性协会充裕度准则

区域(可靠性协会)名称(简称)	公布的准则	定期评估的范围
东部中区 (ECAR)	全区域 1~10d/a, 视 ECAR 区外的电源情况而定	全区域
得克萨斯州 (ERCOT)	每个成员系统, 至少 15%备用裕度	全区域和每个系统
大西洋中区 (MAAC)	全区域 LOLP 为 1d/10a 各分区 LOLP 为 1d/10a	全区域和各分区
中部 (MAIN)	全区域 LOLP 为 1d/10a	全区域和各分区
中部大陆 (MAPP)	各成员系统 15%备用裕度, 对水电系统 10%	全区域
东北区 (NPCC)	各分区对用户停电次数, 1 次/10a	各分区
东南区 (SERC)	各分区有自己的准则	各分区
西南区 (SPP)	全区域 16.7%容量裕度 各分区 15.25%容量裕度, 对水电系统 9%或 LOLP 为 1d/10 a	全区域和各分区
西部 (WSCC)	LOLP 或 LOLE 为 1d/10a 或一年中满足所有负荷概率 0.90 对月备用容量按规定公式计算	各分区和系统

注: 1. 备用裕度 (reserve margin) 为系统容量和尖峰负荷之差与系统容量之比;  
2. 容量裕度 (capacity margin) 为系统容量和尖峰负荷之差与尖峰负荷之比。

表 2 各区域所采用的严重故障事件

区域名称(简称)	东部中区 ECAR	得克萨斯 ERCOT	大西洋中区 MAAC	中部 MAIN	中部大陆① MAPP	东北区 NPCC	东南区 SERC	西南区① SPP	西部区 WSCC
事件发生前的 系统运行情况	三相短路,正常或 延时切除	未规定, 短路型式,正 常或延时切 除	三相短路,正常 切除;单相短 路,延时切除	三相短 路,正常 或延时切 除	无故障、三相短 路正常跳闸,单相 接地正常或延时 跳闸,有重合闸	三相短路正常 切除,单相接地延 时切除,断路器单 相接地正常切除	未规定(除注明者 外)	无故障、三相短 路正常切除,单相 接地正常或延时切 除,断路器故障 跳闸,有重合闸	无故障、三相短 路正常切除,直流 系统故障
故障或停运元件									
大负荷或主要负荷中心	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	
一台变压器			正常运行(校核多 相短路延时切除)			正常运行(校核三 相短路延时切除)	正常运行(校核三 相短路延时切除)		
一回线路			正常运行(校核多 相短路延时切除)			正常运行(校核三 相短路延时切除)	1)正常运行(校核 三相短路延时切 除) 2)另一回路三相 短路正常切除系 统调整	三台发电机切 除,系统经调整	
一台发电机			正常运行(校核多 相短路延时切除)			正常运行(校核三 相短路延时切除)	正常运行(校核三 相短路延时切除)	另一台发电机 切除,系统经调整	
母线段			正常运行(校核多 相短路延时切除)			正常运行(校核三 相短路延时切除)	正常运行(校核三 相短路延时切除)		
二台发电机									
两回线路			正常运行(校核 一回线三相短路, 另一回路在系统 调整前跳闸)						
同杆并架线路				另一回 路跳闸或 二台发电 机跳闸系 统经调整				另一台机或一回 线路切除,系统经 调整(同杆并架线 路单相接地,正常 切除)	
同一条线路走廊的所有回路	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	1)正常运行 2)另一回路线路跳 闸或另一台发电 机跳闸,系统经调整
变电所或开关站	正常运行		正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	1)正常运行 2)另一回路线路或 另一台发电机跳 闸,系统经调整
发电厂全厂	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	正常运行	1)正常运行 2)另一回路线路或 另一台发电机跳 闸,系统经调整

①对直流输电系统切除故障条件为:双极直流线路,二极发生单相接地故障,有再启动系统。



有9个区域电力可靠性协会的准则中都规定了在大电力系统的规划、设计和运行中必须满足：①在发生概率较高的常见故障事件时，不发生大面积停电；②在发生概率很少但后果严重的故障事件时，大电力系统应有一定的承受能力。此外还规定了对系统进行模拟校核(simulation test)的准则和条件，严重和常见故障事件的具体内容及当系统不能满足准则的要求时所应采取的措施。表2示各区域协会对系统校核所采用的严重故障事件。

**区域间系统可靠性的协议和准则** 区域间订立系统可靠性协议和准则的目的是考虑互联区域间和区域内对整个大电力系统可靠性的影响，以保证系统的安全可靠运行。主要内容包括各种信息如负荷、发电、系统设计等情况的相互交换；设计、建设和运行工作间的协调以及系统继电保护和安全自动装置的配合、系统通信及设备参数等。

**按频率降低自动减负荷准则** 各区域可靠性协会都规定了当系统频率下降时，各成员系统应采取的措施和准则。准则包括按频率降低自动减负荷的级数，各级的频率整定值、动作时间和切负荷的数量以及当频率下降到最低允许值时应采取的紧急措施。对发电机组在系统低频情况下允许的运行时间和解列发电机组时应采取的措施也作了相应的规定。有些区域可靠性协会对联合系统中成员系统的按频率降低自动减负荷装置的分级、各级整定值、动作时间和应切负荷数量也作了相应规定。

#### 参考书目

NERC. Overview of Planning Reliability Criteria of the Regional Reliability Council of NERC. 1988

(吴竞昌)

Beimei dianli xitong kekaoxing guanli

**北美电力系统可靠性管理** (reliability management of electric power system in North America)

1965年11月9日，美国东北地区电力网发生大停电事故，下午5时36分故障开始发生，经过12 min，造成2100万kW用电负荷停电，最长停电时间达13 h，停电区域共计20万km<sup>2</sup>，影响居民3000万人，估计各方面损失达1亿美元。事故后美国联邦动力委员会(Federal Power Commission, FPC)成立了一个大电网供电可靠性委员会进行事故调查，在其1967年7月的最终研究报告中，提出了防止大面积停电事故的建议19条，其中包括联合电力系统内各单位要尽快成立联营协调组织，协调电力系统内各单位的发展规划、建设、调度和运行问题，避免各自为政，互不配合。由于大停电惨痛教训，各方面的舆论压力，

加之电力基建投资大幅度增加和工期日益延长，这一建议受到重视。在1968年6月1日，12个区域性协调组织和地方电业组织(东部中区、大西洋中区、中部、中部大陆、东北区、西南区、西部、得克萨斯州以及田纳西流域管理局、卡罗来纳——弗吉尼亚联合电力系统、南方公司和佛罗里达电力公司)经过协商，达成建立美国电力可靠性协会(National Electric Reliability Council, NERC)的协议。这12个组织几乎包括美国全部电力系统，并包括加拿大的不列颠哥伦比亚、马尼托巴(Mamtoha)和安大略电力系统以及墨西哥的下加州地区电力系统，以后加拿大的新不伦瑞克及魁北克电力系统相继加入。为了使名实相符，自1981年9月起，改称北美电力可靠性协会(North American Electric Reliability Council, 仍简称为NERC)。这12个组织在NERC成立后不久调整合并为9个地区性可靠性协调组织。

自此以后，美国电力可靠性管理工作即逐步做到能有计划、有组织、有程序和系统地进行，并取得较好的效果。在组织上，除NERC及9个地区性可靠性协调组织外，从美国能源部、州政府公用管理部门至各电力公司、科研机构、工程咨询公司及制造厂等都十分重视可靠性管理，并建立了相应的管理机构，工作范围相当广泛，包括进行负荷预测，制订中、长期规划和各项准则、规程、名词术语标准定义，定期评价供电的可靠性，收集、统计和分析发电设备可用率数据，组织典型事故调查，编写报告，提出建议，建立以计算机为基础的数据库和通信网络，定期培训可靠性管理人员和进行技术交流，不断更新技术，提高业务水平和工作能力等。在这些活动中，北美电力可靠性协会既是一个全国性的组织者和推动者，又是一个执行者和服务者。

下面依次介绍能源部、北美电力可靠性协会、9个安全协作区可靠性协会及其他学会等涉及电力系统可靠性管理的机构的组织和分工。

**能源部** 美国电力工业虽然大部分属私营(供电量约占全国的3/4)，但各大电力公司、电力系统联营组织、9个电力安全协作区可靠性协会及北美电力可靠性协会等都要定期向能源部报送大宗电力供应的充裕度和可靠性评价报告。

在能源部的经济管理局(Economic Regulatory Administration)下设有电力供应和可靠性处(Division of Power Supply and Reliability)负责组织和协调电力可靠性工作，并组织资助进行有关这方面的调查研究。

**北美电力可靠性协会** 一个非盈利的组合。它既不是行业协会，也不是政府赞助的机构。组合中的所有者是9个安全协作区可靠性协会和阿拉斯加系统协

调委员会 (Alaska System Coordinating Council, ASCC)。安全协作区可靠性协会的成员则是包括各种所有制的电力公司。NERC 的经费由各成员电力公司按电费收入比例分摊。

NERC 的活动受监事会 (Board of Trustees) 领导。监事会由 30 多位公用电业的负责人组成, 包括监事会的专职人员和每个安全协作区的两位代表, 另外必须保证加拿大公用电业部门至少有一位代表和公用电业每种所有制形式 (私营, 联邦政府经营, 州、市等地方公营, 农村供电等) 至少有两位代表。参加监事会会议的还有作为监事会观察员身份的来自美国能源部 (Department of Energy)、联邦能源管理委员会 (Federal Energy Regulatory Commission)、加拿大国家能源局 (National Energy Board) 及几个公用电力协会, 包括爱迪生电气学会 (Edison Electric Institute, EEI)、美国公用电力协会、国家农村电力合作协会、电力研究协会、加拿大电力协会和国家公用事业管理专业协会等部门的代表。

监事会的日常办事机构为执行委员会 (由监事会的正、副主席, 前任主席, 司库, NERC 主席及监事会的一个成员共 6 人组成), 其下设工程委员会 (Engineering Committee)、运行委员会 (Operating Committee)、发电设备可用率数据系统 (Generating Availability Data System, GADS)、技术指导委员会 (Technical Steering Committee) 及效益顾问委员会 (Benefits Advisory Committee)。工程委员会及运行委员会的活动由技术指导委员会进行协调。技术指导委员会由 NERC 主席、副主席以及工程、运行两委员会的正、副主席组成。此外, 另有少数专职工作人员作为高级参谋、专家。

工程委员会和运行委员会下又分设若干分会, 每年还根据工作需要调整或新设一些分会或工作组。1990 年监事会的组织机构见图 1。

**工程委员会** 由每个安全协作区可靠性协会各派两名代表组成。它下设几个常设分会或工作组和为某特定目的而临时设置的工作组, 共有近 130 名电力公司经理和技术专家为其效力。下面列举可靠性评价分会、负荷预测工作组、非公用发电设备可用率数据收集工作组、可靠性准则分会、发电设备可用率趋势评价工作组、多地区模型工作组、协作区顾问工作组、评价发电充裕度所需信息工作组等工程委员会各分会及工作组的主要任务。

(1) 可靠性评价分会。该会每年召开一次, 提出美国和加拿大公用电业 (包括发电和输电) 年度综合可靠性评价报告。报告中阐述可能会影响未来电力系统可靠性的关键问题和风险, 包括环境影响, 需求的不确定

性, 对发电设备可用率提高的要求, 输电容量的不足程度, 燃料供应的不确定性, 今后发电设备容量增加的预测, 以及妨碍新设施增加的因素等。与此同时, 每年还提出今后 10 年滚动的电力供应与需求预测报告。

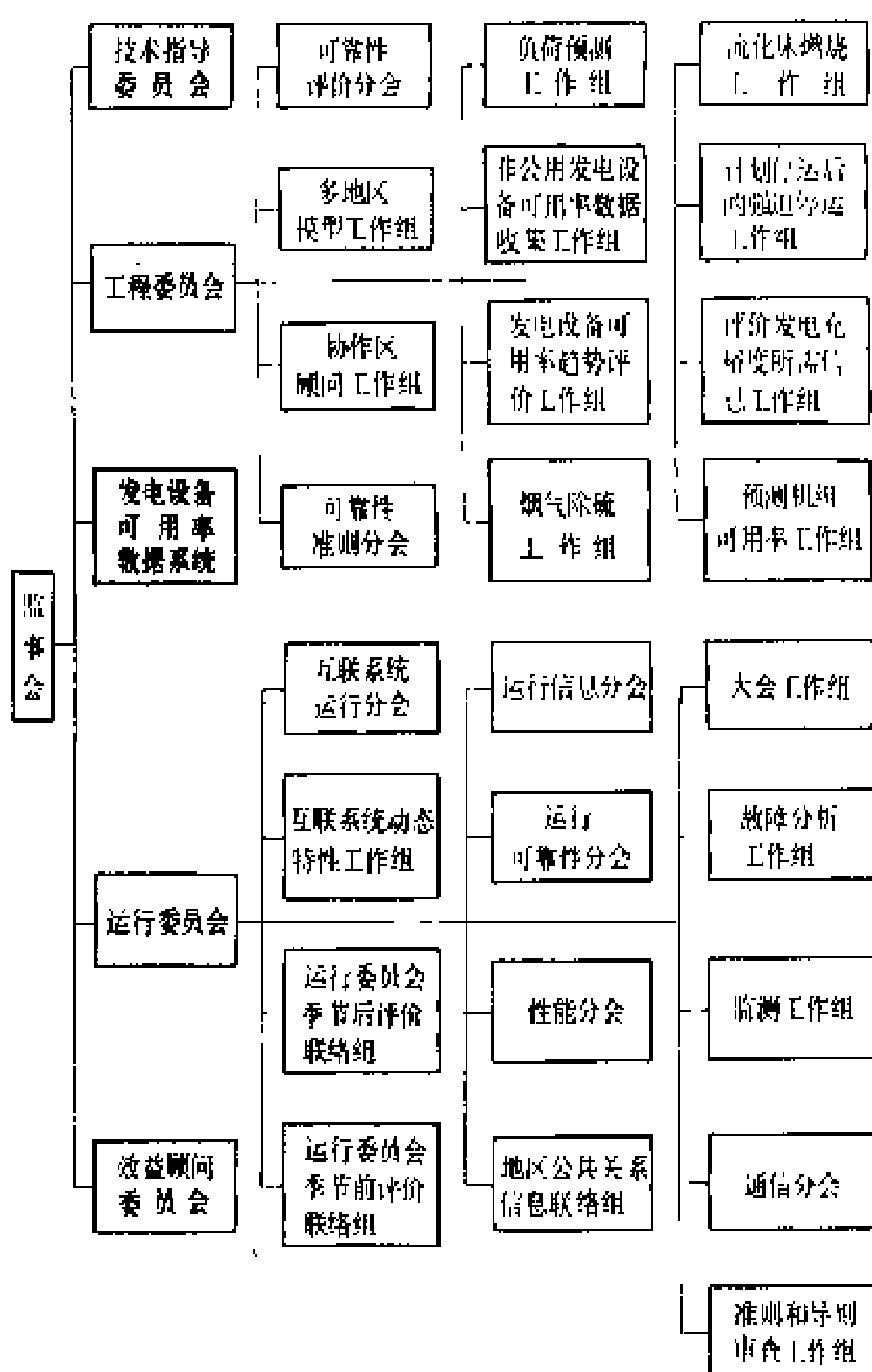


图 1 1990 年 NERC 监事会组织机构示意图

(2) 负荷预测工作组。为了定量地提出需求不确定性的幅度, 负荷预测工作组在 1990 年为美国、加拿大和 4 个互联电力系统 1990~1999 年峰荷需求和年发电量预计中, 提出了一个累计的 80% 置信度作为可靠性评价分会评价电力供应充裕度之用。工作组还对间接需求管理计划 (如电力公司赞助的节能和电价鼓励等) 在峰荷需求预计中的影响作了估计。

(3) 非公用发电设备可用率数据收集工作组。在 20 世纪 90 年代美国预计新增发电容量中, 非公用发电业的比重将占 21%, 这部分容量对电力供应充裕度的影响将日益增加。为此, 工程委员会设置了一个非公用发电设备可用率数据库, 从 1991 年 1 月开始数据的收集和分析工作。

(4) 可靠性准则分会。研究制定北美电力可靠性协会的规划方针和规划导则。它曾审查分析了 1977~1989 年间报送的大电力系统的故障事件, 今后将继续收集这方面的资料, 每 2~3 年提出一次总结分析报告。

(5) 发电设备可用率趋势评价工作组。目前电力公



司很关心烟气除硫系统对燃煤机组性能的影响。由于美国新颁布的清洁空气法的修正条例,采用烟气除硫系统的电厂将大大增加。发电设备可用率趋势评价工作组的一个小组在1991年春提出一份研究报告,根据对已有烟气除硫系统的调查分析认为,除硫系统对发电机组的可用率影响很小。

(6)多地区模型工作组。研究开发和运营一个美国和加拿大大电力系统的计算机模型数据库,可用来模拟这些系统20世纪90年代的运行、设施的荷载和动态性能。在1991年开发了12个模型,其中10个将作为每年要开发的标准模型的一个样板。

(7)协作区顾问工作组。提供有关发电设备可用率方面的技术咨询,并为NERC发电设备可用率数据库系统提出有关发电设备运行性能数据的收集和分析的调查提纲和条目。工作组提出的“GADS数据报告规程”的修改建议已在1991年内开始实施,修改部分主要为由于电力公司报告的地磁干扰、炉管事故和燃气轮机停运数据的增加,为能适当描述这些事故而增加的新的原因编码。

(8)评价发电充裕度所需信息工作组。1990年,专门调查了如何在可靠性评价分会评价大电力系统长期充裕度的方法和信息中应用负荷分散性、输电的制约因素和容量评价概率统计方法,工程委员会已同意采纳工作小组所提出的进行这些评价的通用方案。

此外,烟气除硫工作组、流化床燃烧工作组、计划停运后的强迫停运工作组和预测机组可用率工作组,除各自单独进行工作外,还配合其他工作组进行调查,例如烟气除硫工作组和流化床燃烧工作组除调查了解美国、加拿大火电厂烟气除硫的现状和发展趋势,流化床燃烧试验研究计划的进展情况及在美国、加拿大火电厂应用的前景外,还配合发电设备可用率趋势评价工作组研究提出清洁空气法修正案实施后对发电设备可用率的影响的报告等。

工程委员会今后工作重点,除继续进行原已进行的工作外,将更深入地调查美国和加拿大因执行清洁空气法所产生的影响,各地区的远景规划(10~20年),以及促进电力系统可靠性的其他活动。

运行委员会下设5个常设分会及几个工作组,共有50多位电力系统运行负责人和专家参与委员会的活动。以下列举互联系统运行分会、运行可靠性分会、运行信息分会、性能分会、通信分会、故障分析工作组、准则和导则审查工作组、监测工作组和互联系统动态特性工作组等的主要任务。

(1)互联系统运行分会。负责研究制定为保证互联系统正常运行的各项运行导则。

(2)运行可靠性分会。研究在事故紧急情况下如何

执行运行导则问题。

(3)运行信息分会。负责信息的交流和对运行人员进行培训,定期审查运行导则,并提出相应的修订建议。

(4)性能分会。负责检查控制地区的性能,即一个控制地区能连续使其发电能力与电力需求相匹配。发电和需求之间发生任何差额,即说明通过与相邻电力公司之间的输电联络线有非计划的电力输入或输出,这种不匹配称为地区控制误差(area control error)。性能分会通过每月对任选24h期间的调查来判断地区控制误差,并与电力公司一起研究改进控制性能,如有不正常的控制误差即报告运行委员会。

(5)通信分会。为提供可靠的通信设施,包括互联系统的热线,提出有关规程的建议。它还参与研究制订特殊用途的通信结构方案和设计。

(6)故障分析工作组。成员包括6名运行和规划专家。当一个电力系统的某一部分因故障而中断向某些用户供电并且不能立即恢复供电时,如果这种停电的程度十分严重,故障分析工作组将对其进行检查。工作组每年提出电力系统故障检查报告,包括结论和建议。

(7)准则和导则审查工作组。任一电力公司的系统运行都会影响其他所有互联电力公司的系统,因此所有的互联电力系统必须遵循同一运行习惯做法和操作规程,或公路规则(rules of the road)。运行委员会自最初制定导则以来,一直根据经验总结不断修订和更新导则。1990年运行委员会完成了三年一次的导则审查工作,以保证导则的准确性和及时性。

(8)监测工作组。控制中心是电力公司的运行指挥中心。在控制中心,公司的运行值班人员根据运行准则和导则,管理电力的生产和向其用户的供电。监测工作组根据一个电力公司的要求将免费对其控制中心进行检查。工作组从各电力公司聘请一些有经验的系统专家组成小组,按照运行准则和导则,对公司的运行工作进行检查和分析。工作组的结论作为机密文件,只能向被检查的公司报告。本工作组自1980年成立以来至1990年共检查了55个地区控制中心。

(9)互联系统动态特性工作组。由于互联系统范围越来越大且越来越复杂,不同电力公司所属系统之间的联络线,原来只是为了在紧急情况下交换电力,而现在大部分时间则是交换经济电力,常常还需从几个系统之外的其他电力公司所属系统交换电力。这种远距离的电力交换要求特别注意为保持输电系统的电压所需无功功率的供应。动态特性工作组在1990年完成了电压崩溃综合研究报告的初稿,1991年中完成最终报告。

运行委员会季节前评价联络组和季节后评价联络组负责组织季节前或后的各安全协作区及全美国、加拿大电力可靠性的评价工作。地区公共关系信息联络



组负责组织各安全协作区与有关部门间的信息联系和交换。大会工作组负责安排北美电力可靠性协会范围内各类会议及会议后的总结报告。

运行委员会在 1989 年共选定 20 个旨在改进互联系统运行可靠性的研究课题。这些课题分别由委员会成员（包括前届成员）、各分会或工作组承担专题的调研。1990 年已完成了其中的一部分，其余在 1991 年内完成。课题的研究结果及建议将由运行委员会提交有关安全协作区内的电力公司执行。

发电设备可用率数据系统 直属北美电力可靠性协会监事会领导，是美国公用电业发电设备和其主要部件性能的唯一信息资源。美国发电设备可用率数据的统计析工作，早在 20 世纪 60 年代后期即已开始，经过 10 多年的改进完善，至 1981 年美国标准学会（American National Standards Institute, ANSI）颁布发电设备可靠性名词术语标准及统计规程。每年美国 和加拿大共有 174 个电力公司（包括各种所有制公司），按照标准定义和统计方法将其 4000 多台发电机组的性能数据报告给 GADS 并由 GADS 进行统计析且每年编制发电设备可用率数据报告，此外还可根据各电力公司的要求提供专门报告。

在美国和加拿大，不仅各公用电力公司使用 GADS 的数据，制造厂、建筑工程师、管理人员和咨询公司等也都可按照安全协作区电力公司成员制订的程序和手续使用 GADS 的数据。

1990 年，GADS 还开始将主计算机操作系统改为个人计算机操作系统，为美国能源信息管理局和美国

环境保护局配合清洁空气法的修订进行数据分析以及研制开发非公用发电设备可用率数据库等。

与 GADS 配合协调工作的除前述工程委员会的协作区顾问工作组外，还有工程委员会发电设备可用率趋势评价工作组，后者配合 NERC 的技术服务活动，使用 GADS 的数据评价影响电力工业可靠性的各类问题的变化趋势，例如已出版的有关锅炉管道事故趋势的报告、机组寿命和使用年限对机组性能的影响等。

从 1990 年开始，NERC 还对北美及全世界电力工业提供直接的技术服务，其范围包括 NERC 内的从电力系统的工程和运行问题到发电机组性能方面的各项工作、例如，作为美国电力研究协会的一个分包者，审查下一代大容量燃气轮机和为评价其运行而必需的信息；向世界银行提供技术支援等。

技术指导委员会 直接受监事会领导，负责协调 NERC 各部门的工作计划及评价执行情况，研究提出今后工作规划及发展方向等。

效益顾问委员会 也直接受监事会领导，负责对 NERC 各部门的工作计划按项进行效益预评估和最终评估，为计划的审批和执行情况的总结、评价提出建议。

9 个安全协作区可靠性协会 美国和加拿大之间有 500 kV、230 kV 和 115 kV 等电压等级的联络线，加拿大的新不伦瑞克、安大略、马尼托巴、不列颠哥伦比亚等省分别参加相邻的美国联合电力系统协调组织。

美国 9 个安全协作区联合电力系统的成立年份和 1990 年装机容量，以及电压等级等情况如表所示，其区域分布示意图如图 2 所示。

美国 9 个安全协作区联合电力系统 1990 年主要情况

安全协作区及协调组织名称	英文简写	成立年份	夏季高峰负荷 (MW)	冬季高峰负荷 (MW)	年发电量 (GW·h)	夏季装机容量 (MW)	主要电压等级 (kV)
东部中区可靠性协调组织	ECAR	1967	79258	67097	442507	99480	765/500/345/230
得克萨斯州电力可靠性协会	ERCOT	1970	42737	35815	209789	54114	345/138
大西洋中区委员会	MAAC	1967	42613	36551	221099	51279	500/345/230
中部美国互联电力系统	MAIN	1964	40740	32461	197326	49184	765/345/230
中部大陆地区联合电力系统	MAPP	1963	29323	27043	157702	39196 32184*	500/345/230, HVDC
东北区电力协调委员会	NPCC	1966	84023	95577	552234	120309 (冬) 59413*	765/500/345/230
东南区电力可靠性协会	SERC	1970	121149	117231	627707	144281	500/345/230
西南联合电力系统	SPP	1942	52541	38949	252037	66833	345/230/138
西部系统协调委员会	WSCC	1967	109787	109950	650792	151184 130581 (冬)*	500/345/230/115 HVDC
阿拉斯加系统协调委员会	ASCC		463	613	3539	1176 (冬)	115

\* 美国地域内的数值。





北美 9 个安全协作区联合电力系统分别组成相应的可靠性协调组织（委员会或协会），这些组织的机构体制、可靠性准则和工作方式虽然不完全相同，但在组织形式、活动内容和工作方式上大同小异，与北美电力可靠性协会相比，只是规模和范围小一些，制定的可靠性准则基本上是一致的。北美电力可靠性协会定期提

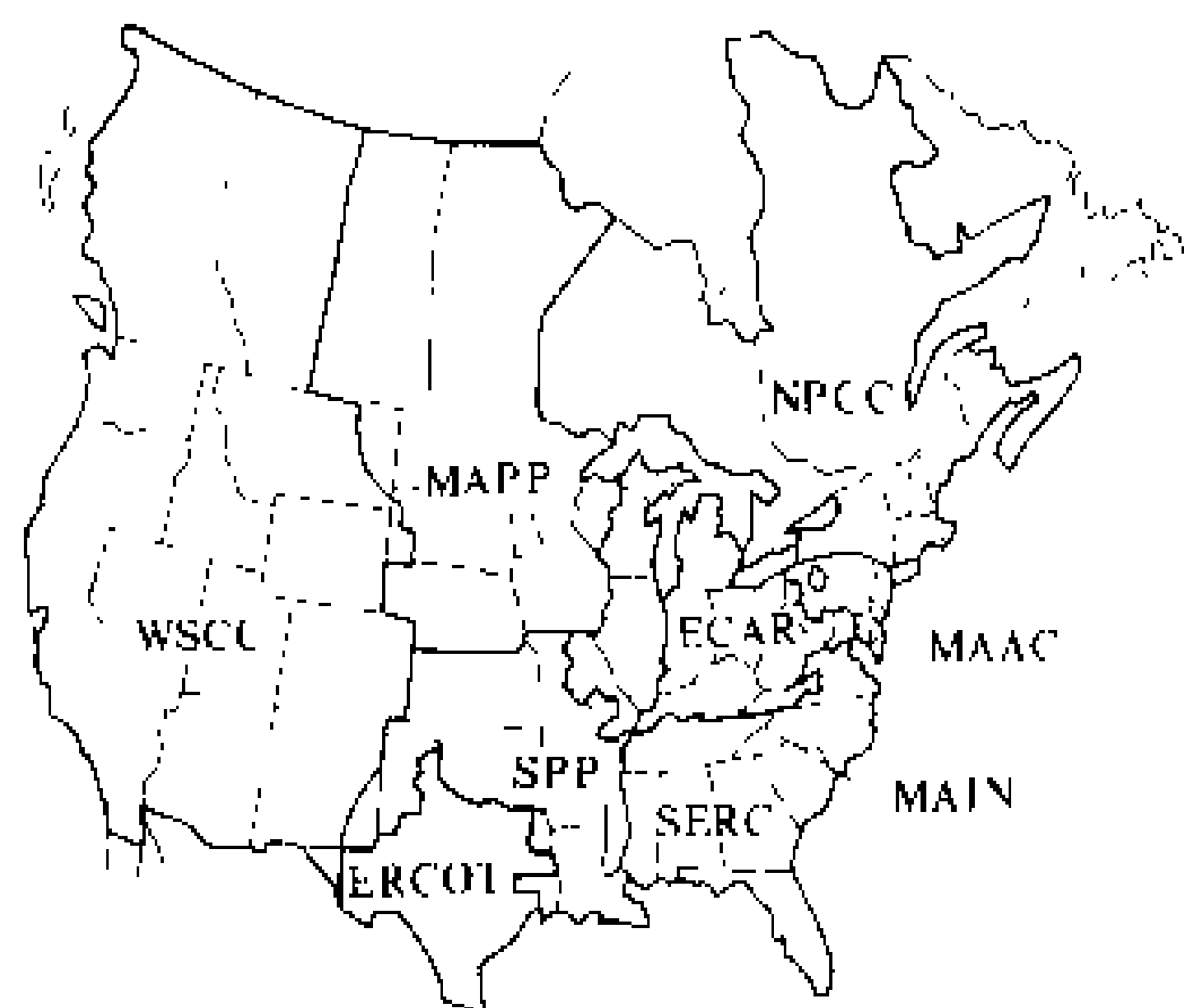


图 2 美国 9 个安全协作区联合电力系统区域分布示意图

出的报告都是根据各安全协作区所提报告汇总编制的，而各安全协作区又是根据区内各分区和各电力公司所提报告汇总编制的或由专门工作组调查研究编写的。他们之间虽非上下级关系，但都能依照规定要求按期报送和汇总。

**其他学会** 包括爱迪生电气学会、美国电力研究协会 (Electric Power Research Institute, EPRI) 和其他有关学会及工程咨询公司。

爱迪生电气学会 成立于 1933 年，是美国私营电力公司最早联合成立的一个行业性学会。目前其成员公司的供电量占全美国的 75% 以上。多年来，它在保证电力的充足供应和提高可靠性方面做了大量工作，除了提供电力工业各项基础数据的统计资料外，每年均做大量的专题调查研究，提出报告和建议或召开专题讨论会、交流经验和信息。从 20 世纪 60 年代起，即进行发电设备可用率的统计和分析，建立了数据系统，到 1979 年才将此项工作移交给 NERC。

电力研究协会及其他有关学会 EPRI、电气与电子工程师学会 (Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE)、美国机械工程师学会 (American Society of Mechanical Engineers, ASME) 等学会及工程咨询公司等多年来也很重视电力可靠性工作。例如，EPRI 从建立发电设备可用率数据库到利用数据库的方法，以及制定各项安全准则都做了大量工作；IEEE 和 ANSI 在 1981 年颁布了有关发电设备可靠性的名词术语定义标准；各学会在召开年会时也将电力可靠

性作为主要内容之一；工程咨询公司中如吉柏斯-希尔咨询公司 (Gibbs & Hill) 即曾参与或受委托进行有关电力可靠性方面的工作。

美国各大电力公司为研究改进发电设备及电力系统的可靠性，都成立了相应的组织，除了积极参与全国性或地区性电力可靠性工作外，在电力公司内部都制订了改进可靠性的工作计划并取得实效。例如，美国南方公司是美国最大的一个电力公司，早在十多年之前，即利用 EEI、EPRI 及 NERC 的研究成果和数据系统，建立了自己的发电设备可用率管理系统，并进行分析，制订改进计划，提出各发电机组最佳可用率的计算方法。

各电力设备制造厂除充分利用 NERC 及各学会、研究单位等的统计数据及研究报告外，如威斯汀豪斯电气公司 (Westinghouse Electric Company)、通用电气公司 (General Electric Company) 等均有一套调查其产品的可靠性和可用率的做法和表格，并根据调查结果进行分析，提出改进意见和措施。

保证电力可靠性的重要意义已为美国各有关电力单位所共识，并建立了一整套比较完善的管理体系、管理方法和制度，以及各项准则和导则，能有计划、有组织和系统地开展电力可靠性管理工作，并取得很大的经济效益和社会效益。

#### 参考书目

NERC. Reliability Assessment 1989

NERC. Reliability Assessment 1990

(柳椿生)

Beimer Huiian Xitong Yunxing Kekaoxing Zhunze

《北美互联系统运行可靠性准则》 (Reliability Criteria for Interconnected System Operation in North America) 北美电力可靠性协会 (North American Electric Reliability Council) 运行委员会 (Operating Committee) 为促进互联电力系统运行的协调、提高其可靠性以及实现有效、连续的高水平控制而制定的基本运行原则。准则是根据现有的技术理论和成熟的运行经验制定的，是最低的运行要求。

**批准单位和时间** 原由北美电力系统互联委员会于 1970 年 4 月公布，1973 年进行了第一次修订，1980 年经 NERC (National Electric Reliability Council) 批准作为 NERC 的准则。1985 年又进行了修订并由 NERC (North American Electric Reliability Council) 于 1985 年 12 月批准颁发。

**主要内容** 包括互联电力系统的控制，互联电力系统的安全性，互联系统紧急状态时的处理，对互联系统运行值班人员的有关规定，互联系统的运行计划，互



联系统的通信等。

互联电力系统的控制 所规定的基本运行原则为：①互联系统的有功功率调整；②电压控制；③时间和频率的调整；④电力交换计划；⑤控制性能准则；⑥非计划交换电力的管理；⑦控制性能的定期检查；⑧对控制设备的要求等。

互联电力系统的安全性 为保证互联系统及其组成系统在最严重的单一故障和多重故障时不发生失去稳定、不可控的解列或连锁反应而造成大面积停电，对运行原则作了7项规定，其内容为：①有功电源运行备用容量；②无功备用电源包括正常及事故情况下为保持电压水平的备用及其装设地点和控制区内电压控制设备间的协调；③输电系统及其线路和设施的运行，包括各系统间、控制区间、联合电力系统和区域间的输电系统的协调，如设备停运、电压水平、有功和无功潮流的监测以及影响几个电力系统的运行操作等；④继电保护的协调配合，包括各电力系统和控制区中主要输电电网的继电保护的协调配合、按频率降低自动减负荷装置的配置和整定原则、运行和检修的协调以及对运行值班人员的要求；⑤互联系统运行参数的监测；⑥运行信息的交换，包括系统正常和事故情况下的信息和事故分析报告；⑦检修和维护工作时的协调配合。

互联系统紧急状态时的处理 包括以下紧急状态的处理基本原则：①发电容量不足；②输电设施过负荷和电压控制；③减负荷；④事故后系统的恢复；⑤紧急运行状态下信息的交换；⑥特殊措施，如发生危及联合系统可靠性时各电力系统和控制区的处理原则以及联合系统解列后被解列系统应采取的措施等；⑦控制中心失灵时的后备措施等。

对互联系统运行值班人员的有关规定 包括：①责任和权力；②人员的选择；③人员的培训；④系统运行值班人员的其他责任。

互联系统的运行计划 包括的基本原则有：①正常运行方式的计划；②事故情况下的运行计划；③处理电量及电力不足时的步骤；④减负荷计划；⑤系统恢复步骤。

互联系统的通信 包括的基本原则有：①通信设施；②运行人员之间的通信程序；③通信中断时保持系统继续运行的措施。

北美互联系统运行可靠性准则是由北美电力可靠性协会制定的为保证互联电力系统（包括各成员系统）安全稳定运行的最低可靠性准则。互联系统中的各成

员电力系统和控制区都应自觉的遵守该准则的各项基本原则和规定，共同保证互联电力系统（包括各成员系统）的安全稳定运行。该准则的内容对电力系统的互联运行有参考价值。

参考书目

North American Electric Reliability Council.  
Reliability Criteria for Interconnected System Operation.  
Operating manual, 1985

（吴克昌）

Beirougeguo dianli xitong hulian

北欧各国电力系统互联 (interconnection of electric power systems in North Europe)

丹麦、芬兰、挪威、瑞典等北欧国家的电力系统通过联络线路相互连接，实现电能的交换。

北欧电力联合组织（NORDEL）建立于1963年，由丹麦、芬兰、冰岛、挪威、瑞典五国组成，除冰岛外，其他四国的电力系统已互联。芬兰、挪威、瑞典、丹麦四国间用400 kV输电线互联，丹麦与瑞典和挪威都各有一条±250 kV的直流输电线相连，并以交流400 kV和220 kV联络线经德国与西欧电力系统相连。在芬兰的东部还与苏联电力系统相连（参见彩图插页第9页11图）。电力的交换总容量约5000 MW。全电力系统及各国1989年的电力概况如下表所示。

北欧各国电力概况

国 别	丹麦	芬兰	冰岛	挪威	瑞典	全电力系统
水电 (MW)	10	2586	760	26557	16081	45994
风力 (MW)	267	0	0	0	0	267
火力 (MW)	8540	7770	204	250	8363	25127
核电 (MW)		2350			10088	12438
合计 (MW)	8817	12706	964	26807	34532	83826
发电量 (亿 kW·h)	212.15	510.73	44.80	1179.68	1411.10	3358.46
输入电量 (亿 kW·h)	94.59	88.68				
输出电量 (亿 kW·h)				148.91	26.07	

在联合电力系统中，国与国间的电力交换通过签订合同实现。NORDEL是个顾问组织，下设运行、规划和核电三个委员会，主要任务是研究北欧国家电力生产和消费的发展，汇编用电计划、发展规划和电力统计，制定互联设计、运行规范，协调联合电力系统运行。

（蔡 洋）

beiyong rongliang queding fangfa

备用容量确定方法 (method of reserve margin evaluation)

备用容量是电力系统装机容量与最大负荷的差额。备用容量的大小是影响电力系



统可靠性的重要因素之一。为提高发电系统可靠性,一方面是提高发电机组的可用度;另一方面是增大发电备用容量,以加强系统应付发电机组随机故障的能力,减少用户因停电而造成的损失。但是,增大发电备用容量必须额外支付设备的安装和运行费用。因此,在用户停电损失与建立和保持备用容量的费用之间,存在一个优化的问题。

备用容量按用途可分为检修备用、运行备用两种,有的国家(如苏联)还考虑了国民经济备用。

**检修备用** 用来补偿发电机组计划检修时引起的电力系统出力降低。

**运行备用** 又可分为:①负荷备用,补偿系统偶然出现不可预计的负荷波动或由于负荷预测不确定性出现的随机增长的备用;②事故备用,补偿发电机组随机强迫停运引起的系统容量降低。

**国民经济备用** 补偿工业超额完成计划和远景规划时电能需求预测不确定性所需电力。

备用容量按用途分类是为了考虑方便而有条件划分的。实际上电力系统中只有一个总备用容量,必要时可以统一掌握使用。在制定系统发展规划或在运行条件下,常用一种考虑到各种因素的方法,对备用容量统一加以确定。

各国用以确定备用容量的方法可分为确定性方法和概率性方法两大类。它们都是以保证电力系统一定的可靠性和经济性为前提。

**确定性方法** 常用的有百分数备用法和最大机组备用法两种。

(1)百分数备用法。确定发电系统备用容量最原始最简单的方法。它规定备用容量  $R$  为系统年最大负荷  $L$  或总装机容量  $C$  的某一固定百分数:  $R = \frac{C-L}{L}$  或  $R = \frac{C-L}{C}$ 。这种方法的准确程度主要取决于规划人员的

经验,缺乏充分的科学分析,不能反映具有相同年最大负荷但装机台数、容量、类型以及负荷特性不同的两个系统,为保证相同的可靠性水平,所需备用容量却会有相当大差别的实际情况。随着系统中大容量发电机组的增多,其强迫停运对系统可靠性的影响较大,出现了最大机组备用法。

(2)最大机组备用法。将备用容量取为系统中最大一台发电机组容量,有时还增加某一百分数作备用。这种方法虽略有改进,但仍未能避免百分数备用法凭经验判断带来的缺点。

**概率性方法** 以概率统计为基础定量估计发电系统可靠性(见发电系统可靠性),并根据设定的可靠性判据确定合理的备用容量,故又称为可靠性备用准则

法。这种方法的数学模型,不仅考虑了系统年最大负荷、机组容量和类型,还考虑了发电机组的故障和修复特性、检修计划以及负荷变化和预测不确定性等因素。

根据应用的发电系统可靠性指标,概率性方法可分为电力不足概率法(LOLP法),电力不足频率和持续时间法(F & D法)和电量不足概率(loss of energy probability, LOEP)法等几种方法(见发电系统可靠性指标)。将这些指标的计算值与设定的标准值比较,可以估计发电系统的充裕度,从而确定合理的备用容量。

应用概率性方法可以确定与系统供电最佳可靠性相对应的最佳备用容量。这是一个优化问题,其目标函数是使为提高系统可靠性而增加的备用容量安装和运行费用与由于事故电量不足引起的停电损失费用之和为最小(见电力系统可靠性的优化)。

在确定用户期望停电损失时,需要用概率性方法计算系统电量不足期望值(expected energy not supplied, EENS)。

#### 参考书目

Endrenyi J. Reliability Modeling in Electric Power Systems. John Wiley & Sons, 1978

Волков Г. А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. Москва: Наука. 1986

(杨蔚百)

bite chacualu

**比特差错率** (Bit error rate) 通过数字信道传输的数字信号比特发生差错的概率。它是在某个测试时间段内,接收端收到的错误比特数与总的传输比特数之比值。比特差错率是衡量数字信道的主要传输质量标准。数字序列在信道上传输过程中,信源中每个比特所代表的二进制0或1状态在接收端判决时可能发生差错,即将0误判为1或将1误判为0。造成这种差错的原因是多方面的,如通信设备本身调制解调环节及放大系统的非线性失真,滤波系统的频响失真与群时延失真,数字网系统同步的滑动以及来自信道的随机干扰、串音干扰及突发干扰等。运行中的通信电路发生比特差错是不可避免的。下面分别介绍数字通信系统、数据通信系统的比特差错性能要求和比特差错率测试。

**数字通信系统的比特差错性能要求** 国际电报电话咨询委员会(CCITT)在G. 821建议中规定了用于话音业务或作为数据型业务的64 kbit/s载体信道交换连接的每个方向的比特差错性能,提出了三种用以统计比特差错性能的参数:①误码秒,即发生了比特差错的那些秒间隔。未发生差错的秒间隔称为无误码秒。



②严重误码秒，即发生了劣于  $10^{-3}$  比特差错率的秒间隔。  
③劣化分，扣除严重误码秒后、由剩余的连续秒间隔组合成 60 秒组（称组合分），其中比特差错率劣于  $10^{-6}$  的组合分即劣化分。建议中规定的误码性能指标是指在一个足够长的统计时间间隔 ( $T_L$ ) 内，以上三种参数占统计时间间隔的百分比的上限。建议  $T_L$  以一个月左右时间为基准。下表给出了一条国际连接综合业务数字通信网 (ISDN) 的 64 kbit/s 信道总的误码性能指标要求。

国际 ISDN 连接的误码性能指标

性能类别	指 标
劣化分	少于 10% 的 1 分钟间隔，具有劣于 $1 \times 10^{-6}$ 的误码率
误码秒	少于 8%（等效于 92% 的无误码秒）
严重误码秒	少于 0.2% 的秒时间间隔，具有劣于 $1 \times 10^{-3}$ 的误码率

建议中还规定了总通信线路的可用和不可用时间的定义。即在 10 个连续秒的一段时间里，每秒的比特差错率都比  $1 \times 10^{-3}$  更坏时，不可用时间的时期就开始，这 10 秒钟便认为是不可用时间。此后在 10 个连续秒的一段时间里，每秒的比特差错率都比  $1 \times 10^{-3}$  更好时，不可用时间的时期就终止，这 10 秒钟便认为是可用时间。

统计误码性能的总时间  $T_L$  应不包括不可用时间，关于不可用时间的百分比指标将是单独建议的内容。

建议中还指出了各项指标分配给连接线路的各组成部分的分配原则及策略。

数据通信系统比特差错性能要求 CCITT 在 V. 53 建议中提出了在租用或专用电话线路上传输的 50 波特至 19200 波特范围的数据信号，其比特差错率优于  $1 \times 10^{-4}$  则认为是可以接受的。该参数是以测量 15 min 间隔内的平均比特差错率为参考的。

比特差错率测试 用来测试比特差错率的专用仪器是误码测试仪。其简化的原理方块图如图所示。仪器主要包括发码和收码检测两部分。发码部分在发时钟的控制下发送周期长度为 511、2047、32767 比特或 8388607 比特的 M 序列伪随机码，通过接口电路与信道连接。收码检测部分包括本地码发生器、同步电路、误码检测器和显示器等部分。自信道

误码测试仪简化原理方块图

接收发码部分送来的伪随机序列，由同步电路控制本地码发生器使其与接收码同步，这样就可以在误码检测器中逐比特进行接收码与本地码的逻辑电平比较，从而发现差错由显示器指示出误码的个数。

测试方法可以环测，也可以点对点测试。环测是收发在同一地点，用一台误码仪将发码送入信道在对端环回由收码检测器比较，计出误码数。点对点测试是在收发两地用两台仪器做单向或双向双工测试。测试时间由人工或自动装置控制，测试结果根据仪器功能可以人工统计某测试段的平均比特差错率或自动统计打印输出测试报告。

(姜威宁)

biandiansuo erci hui lu ganrao

变电所二次回路干扰 (interference in substation secondary circuits)

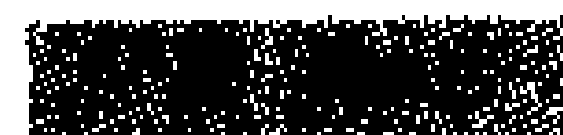
由于短路接地故障、一二次回路操作、雷击以及高能辐射等原因，在变电所的二次回路上引起的电磁干扰。它使接在二次回路上的继电保护和控制设备不正确动作或遭受损坏。干扰电压通过多种途径，如：交流电压及电流测量回路、控制回路、信号回路或直接辐射等窜入设备中。

干扰的种类 分为 50 Hz 干扰、高频干扰、雷电引起的干扰、控制回路产生的干扰及高能辐射设备引起的干扰等。

50Hz 干扰 当变电所内发生高压接地故障，有故障电流注入变电所地网时，位于地网上不同两点间将呈现地电位差，其最大值可达每千安故障电流 10 V。但因此引起的导线间差电压则甚小。为此，在电流及电压互感器的一次回路的中性线上，必须也只能在地网上的一点接地，如果有两个接地点，当系统发生接地故障时，这两个接地点间的连线上，将窜入上述的工频电压。当这个电压的部分或全部被引入接地回路上的距离继电器和方向继电器或差动电流回路中时，将可能使之拒绝动作或误动作。这类情况，在实际运行的电力系统中，不止一次地发生过。同样，当把中性线在开关场分别接地的几组电流或电压互感器引入有共同接地的测试设备时，也需要先经过隔离变压器隔离。

电压与电流互感器的保安接地，是否必须设在开关场，国际上没有统一的做法。有的国家建议在控制室接地，以保证人身与连接设备的安全，而有的国家则主张在开关场接地，以最好地保护互感器的二次绕组绝缘。

高频干扰 当变电所开关设备操作或系统故障时，会在二次回路上引起高频干扰。当高压隔离开关切合高压带电空母线时，将产生每秒二三百次的再点弧过程，每次再点弧都产生很陡前沿的电流与电压波，传



向母线并经各种电容器设备注入地网。进行波在每一断点处都产生反射,从而产生各种高频振荡,其较高频率主要决定于母线参数,较低频率则决定于母线与接地设备电容参数,其频率范围一般为 50 kHz 到 1 MHz,也有达 5 MHz 的,并经过 3~6 个振荡周期,幅值衰减为初始值的一半。对于 SF<sub>6</sub> 绝缘变电所,因尺寸较小,其振荡频率将高达 15~20 MHz。这些高频振荡与二次回路耦合,感生出干扰电压,而尤以电容式电压互感器的二次回路最为突出,如果不采取措施,在二次回路上的这种高频共模干扰电压可高达 10 kV 以上。这种高频干扰,在互感器的二次回路中,由于导线对地不对称引起的差模干扰电压不过数百伏,然而因电压互感器一二次绕组间电容引起的差模干扰电压则可达数千伏。

用断路器操作送电线路产生的振荡,其频率是被操作线路长度的函数,一般在数百到数千赫间,因而在二次回路上引起的干扰电压不过数百伏。

切合电容器组将在二次回路上引起频率为数千赫、幅值为数百伏的干扰电压。

雷电引起的干扰 当在线路上或变电所内发生雷击时,雷电波向变电所传播并经避雷器入地。由于电及磁的耦合,将在导线与地间感生干扰电压,其频率主要决定于电缆本身的谐振频率,其最大幅值可远大于 1 kV。

控制回路产生的干扰 当断开接触器或继电器的线圈时,会产生宽频谱直到 50 MHz 的干扰。对常用的继电器,断开时产生的干扰幅值可达数千伏。带电触点断开,也是一个多次再点弧过程。每次电弧放电产生的进行波,都直接干扰同一电源供电的回路或因电磁感应而干扰相邻回路。

高能辐射设备引起的干扰 由于近处步话机工作可能引起某些半导体控制设备不正确工作。其原因或由于回路对某一高频特别敏感,或者因设备中半导体元件检波引起。

**干扰的抑制** 不可能完全消除二次回路的干扰,但在采用一些简单的措施后,可以显著地予以抑制。对于控制回路的操作干扰,在干扰源处抑制干扰源的幅值不但可行而且最为简单有效;对来自一次系统的干扰,只能降低干扰回路与被干扰回路间的耦合以降低干扰。抑制干扰的基本措施如下。

二次回路电缆合理布置及分组 二次回路电缆应尽可能垂直于高压母线敷设;不可能时则应尽量增大两者间的距离。接到具有相似灵敏度的设备的电缆应组合在一起,并在各组间保持最大距离。高于 600 V 的高压电缆不得与控制电缆敷设在同一管道或同一沟道,至少不得在同一电缆架上。

低电平信息回路与电力回路,不得采用公共的回程导线。由控制室敷设到开关场的回路,不得在开关场从装置的一个部件利用另一电缆的回程导线到另一部件而形成环路。所有供电及回程导线必须置于同一电缆中,避免由于环路布置形成的极大磁链产生很大的电磁感应。

对电容式电压互感器的特殊考虑 应靠近地面安装电压互感器,并用多股导线将基础与场站地网连接,以减少接地引下线的波阻抗,降低共模干扰电压;各相的一次中性点侧应分别各自接地;引下的二次电缆采用屏蔽电缆,屏蔽层在两端接地,并尽可能与一次接地引下线靠在一起;各相引出的二次线先到共同接线盒,各中性线在此相连后成一点接到接地网,然后将各相线及中性线接到同一屏蔽电缆中;不能用一次接地线作二次回路的共用接地线。

选用屏蔽电缆 需要选用屏蔽电缆。电缆的全金属屏蔽,可以降低感应干扰电压。屏蔽层需要在两端分别接地,磁感应引起的屏蔽层电流可以抵消产生屏蔽电流的磁束,从而显著地减弱电缆内导线的干扰电压,屏蔽层的完整性极为重要,对于抑制 100 kHz 以上的干扰,以铅包屏蔽最好,铜编带其次,铜带又次之。

电缆沟道的屏蔽作用 联通电缆沟道中的电缆架并在各点接到地网,可以收到好的屏蔽效果。在电缆沟上侧敷设沿途多点接地的低电阻导线,屏蔽效果更好。

抑制进线来的干扰 由开关场引来电缆到继电保护与控制设备的每根导线的进线端子上,先经 0.1~0.5  $\mu$ F 抗干扰电容器接地,然后从电容器端子上引线进入设备。引入的电流线要直接焊到电容器端子上,不要折断。抗干扰电容器要近地安装,一端并联,经多股导线接地。

抑制二次回路操作过电压 对直接与二次设备相连的继电器线圈上,并以二极管、可变电阻、电阻加二极管、电阻加电容等,以抑制干扰源电压。没有抑制干扰措施的继电器回路不与接有电子设备的回路接到同一电缆中,并远离。

静态设备抗干扰能力 为了保证装在变电所中的二次设备安全运行,必须客观地制订一个标准。一方面,采取各种措施,保证输入到设备的干扰电压,在各种情况下都低于这个标准;另一方面,二次设备对于干扰电压的耐受能力必须大于这个标准,并经过试验的证实。国际电工委员会在 IEC 标准出版物 255-5 和 255-6 中,分别对静态继电器的绝缘试验(耐压试验和冲击电压试验)和高频干扰试验作出了如下规定。

(1) 耐压试验。额定电压 30~60 V 的,交流工频 0.5 kV, 1 min;额定电压 127~500 V 的,交流工频 2.0 kV, 1 min。也可用直流电压试验,其值为上述值的 1.4

倍。

(2) 冲击电压试验。5 kV，1.2/50  $\mu$ s，0.5 J，三次正极性冲击，三次负极性冲击，每次间隔时间不小于 5 s。

(3) 高频干扰试验。共模（电路对地及各电路端子间），第一半周峰值 2.5 kV；差模（同一电路端子间），第一半周峰值 1 kV。1±10% MHz 衰减振荡波，其包络线在 3~6 个周波后衰减到峰值的 50%，电源阻抗 200±10%  $\Omega$ ，每秒 400 个波群，试验历时  $2 \pm \frac{10}{0}\%$  s。

1989 年，国际电工委员会又以 IEC-255-22-3 规定了辐射电磁场干扰试验；1992 年以 IEC-255-22-4 规定了快速瞬变干扰试验。

（王梅义）

biandiansuo tongxin shebei fanghu

**变电所通信设备防护**（protection for communication equipment in substation）

防止由于电力系统故障引起对变电所（包括发电厂的变电站）内通信设备及引入通信电缆损坏所采取的保护措施。110 kV 及以上的电力系统，变压器的中性点直接与电站的接地网连接，如图 1 所示。接地网的接地电

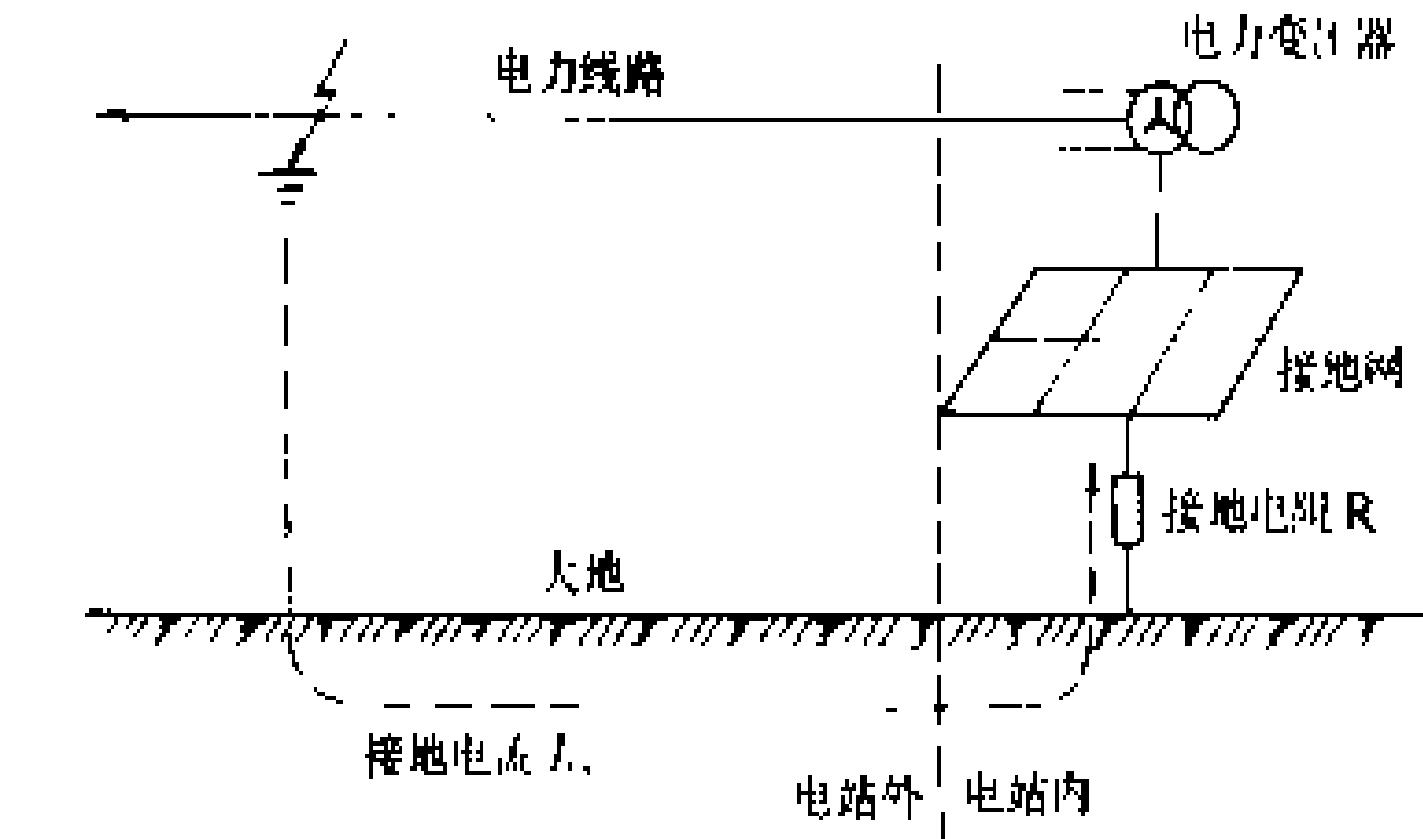


图 1 电站地电位升高示意图

阻 R 的电阻值一般不大于 0.5 $\Omega$ 。当电力线路发生对地短路事故时，短路电流经大地流回变压器中性点，在接地电阻 R 上产生电压降，使电站地电位升高，其值可达数千伏以上，致使电站内通信设备上的电位也随之升高，故当外部远端为零电位的通信电缆与站内通信设备连接时，此电位差可使站内通信设备和引入的电缆遭受破坏，甚至危及人身安全。对此所采取的防护措施有引入通信电缆保护、并联放电管保护、中和变量器保护和隔离变压器保护方式等。这些保护方式中：放电管保护用于地电位升高不超过 1200 V 的场合；中和变量器保护用于地电位升高不超过 4000 V 的场合；隔离变压器保护则用于更大的地电位升高的电站。

引入通信电缆保护方式 电站地电位升高时，其接地网电位最高，接地网周围电位按指数曲线逐渐降

低，其影响范围为接地网周围半径数十米至数百米的区域。在此区域内如有直埋通信电缆，其金属外皮与土壤接触，不同距离土壤的地电位差会使电缆金属外皮流过接地电流，致使金属外皮烧坏或使电缆芯线对外皮的绝缘击穿。因此在危害区域内应选用有对地绝缘护套的电缆，或将电缆穿入绝缘套管埋入地下。电缆芯线对金属外皮和金属外皮对地的绝缘强度应满足设计要求。

并联放电管保护方式 如图 2 所示，当电站地电位升高时，通信电缆两端的放电管放电接地，部分接地电流从电缆芯线中流过，电缆两端电位与当地地电位大致相等，地电位升高值大部降落在电缆芯线的阻抗上，从而对两端的通信设备和电缆本身起到保护作用。

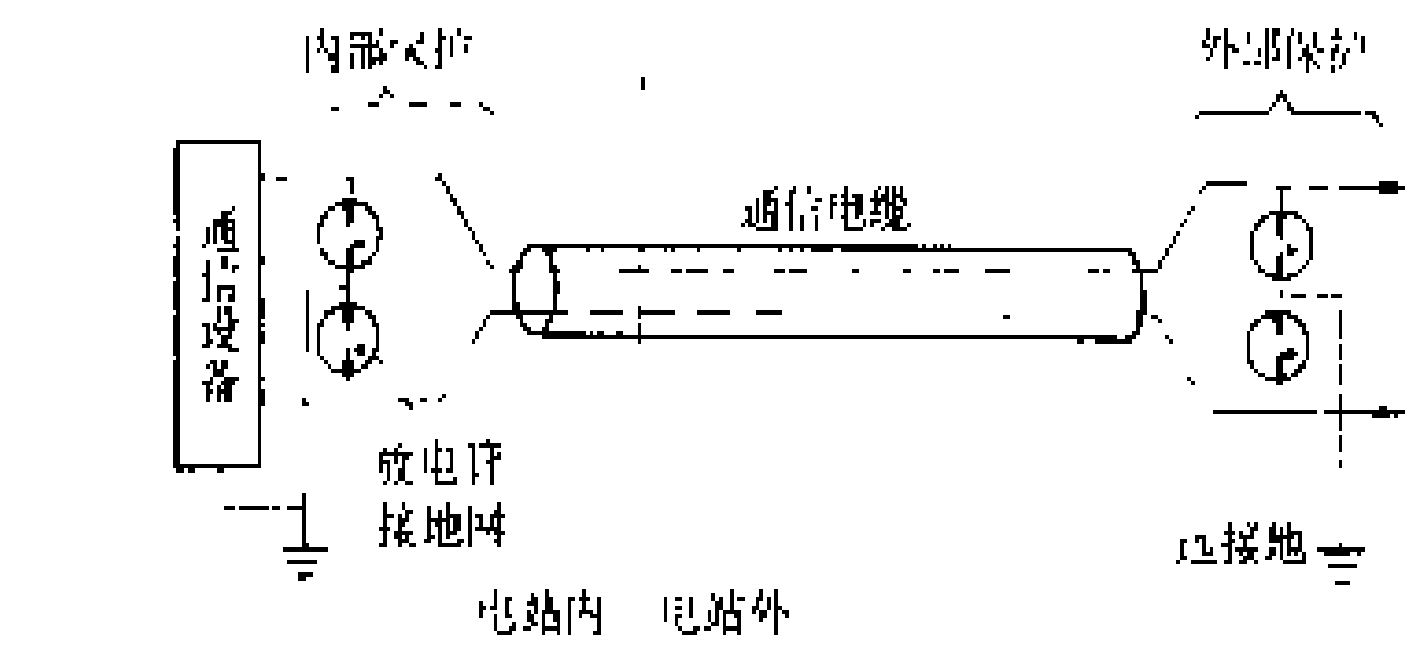


图 2 并联放电管保护方式示意图

放电管的击穿电压为 250~350 V，放电电流为 10~40 A (1 s)，电缆的远端接地电阻值应根据电缆芯线的直流电阻来确定，约在数欧姆至数十欧姆之间。

中和变量器保护方式 如图 3 所示。中和变量器有 3 个匝数相等绕向相同的线圈 L1、L2、L3，其中 L1、L2 与电缆的一对芯线相连，L3 与电缆的外金属皮相连另一端接地网，当电站地电位升高时，部分接地电流流经线圈 L3，则在线圈 L1 和 L2 产生感应电压，以完全抵消电站地电位的升高值，从而保护了站内通信设备和电缆。

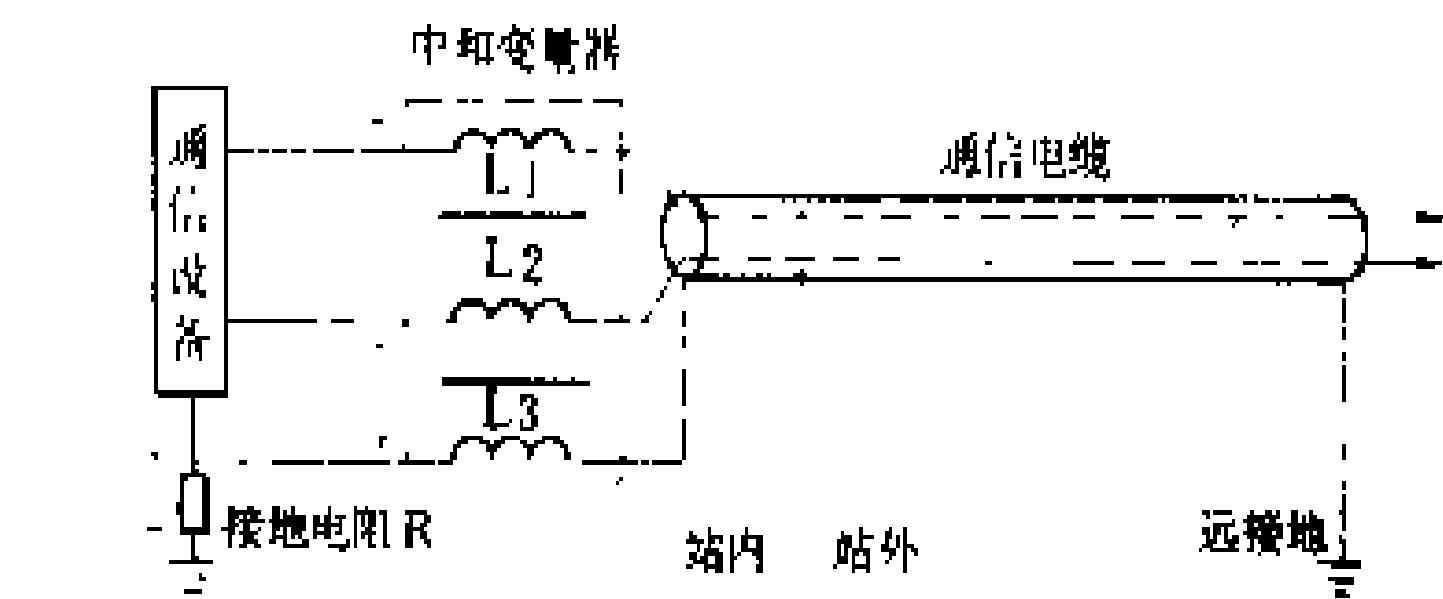


图 3 中和变量器保护方式示意图

隔离变压器保护方式 如图 4 所示，当电站地电位升高时，纵向电压被隔离变压器隔断，从而防止接地电流流入电缆芯线，实现了对地电位升高的防护。隔离变压器绕组间的绝缘耐压水平一般在 20 kV 左右。由于隔离变压器不能通过直流电流，因此在接有电话用



户线的音频电缆就不能传送铃流和拨号脉冲，为此须采用能传送直流信号的隔离变压器称为直流隔离变压器。

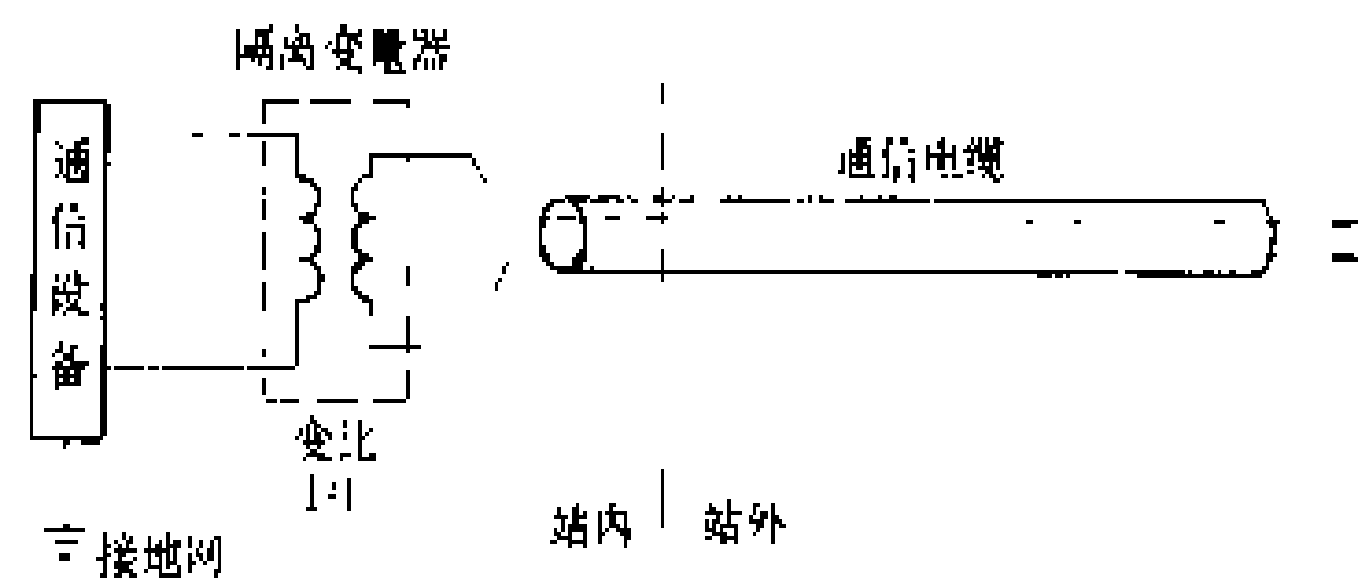


图 4 隔离变压器保护方式示意图  
(刘祖丰)

电力系统  
标么值系统 (per unit system) 电力系统计算中对所有参数和变量都以其有名值与基准值的比值来表示的体制，即对阻抗、导纳、电压、电流、功率等参数和变量进行运算时采用的相对值系统，亦称标么制。

用标么制取代有名制具有物理概念清晰、能反映物理元件的性能特征，便于迅速判断系统元件参数和计算结果的正确性，可大量简化计算等一系列优点，因而在电力系统计算中得到广泛应用。

标么制中，阻抗、导纳、电压、电流、功率等参数和变量都以相对于基准值(自身容量或系统容量)的相对值出现。标么值、有名值、基准值之间有如下关系  
标么值 =  $\frac{\text{有名值(欧、西、千伏、千安、兆伏安等)}}{\text{基准值(与相应的有名值单位相同)}}$  (1)

基准值的确定 为了进行三相交流对称电力系统标么值的计算，首先要选择全系统统一的三相功率和线电压的基准值，然后按照电路的基本关系，计算并确定出派生的每相阻抗、导纳和线电流基准值。计算公式为

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \quad (2)$$

$$Y_B = \frac{S_B}{U_B^2} \quad (3)$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_B} \quad (4)$$

式中  $S_B$ 、 $U_B$  分别为三相功率和线电压基准值； $Z_B$ 、 $Y_B$ 、 $I_B$  分别为相阻抗、导纳和线电流基准值。

三相功率的基准值可取系统中某一发电厂的总功率或系统的总功率，也可取某发电机或变压器的额定功率。对多机电力系统的计算，功率基准值通常取某一整数，如 100 MV·A、1000 MV·A。线电压的基准值可取系统中被选作为基本级的额定电压或平均额定电压。如选定 500 kV 电压级为基本级，则可选 500 kV 或

525 kV 为电压基准值。  
标么值计算 确定了功率、电压的基准值并进而求得阻抗、导纳、电流的基准值后，对单一电压级系统，就可以根据标么值的定义直接求取这些量的标么值。对多电压级系统，可采用两种方法折算标么值：一是先将各量的基准值由基本级归算至其他级，然后“就地”将各量的有名值折算为标么值；另一是先将各量的有名值归算至基本级，然后在基本级折算为标么值。两种方法折算的标么值相同。

实际电力系统计算通常采用更为简便的方法折算多电压级系统的标么值，即在全系统给定统一的功率基准值的条件下，取各级电压的平均额定电压作为各自的电压基准值，从而得到各级电压自身的阻抗、导纳、电流基准值，然后用这些基准值分别折算求取标么值。取各级电压之间变压器的实际变比与平均额定电压的比值之比为变压器的非额定标么变比。

交、直流混合电力系统的标么值系统 交流、直流混合电力系统的计算要求交流和直流部分采用统一的标么值系统。即交流和直流采用统一的功率基准值  $S_B$ ，交流线电压基准值  $U_B$  与直流电压基准值  $U_B$  满足交流、直流电压变换的基本关系

$$U_B = \frac{3 \sqrt{2}}{\pi n_B} U_B \quad (5)$$

式中  $n_B$  为换流变压器变比基准值。若  $U_B$  取交流平均额定电压， $U_B$  取直流工作电压，则  $n_B$  为定值。相应直流系统的电阻基准值和电流基准值分别为

$$Z_B = \frac{U_B}{I_B} \quad (6)$$

$$I_B = \frac{S_B}{U_B} \quad (7)$$

采用上述交流、直流系统功率、阻抗、电压、电流基准值计算标么值，可使交流、直流系统各量的标么值之间保持简单的关系，有利于交流、直流电力系统的统一计算。

参考书目  
西安交通大学主编，电力系统工程基础，北京：电力工业出版社，1981  
(周孝信)

并列与解列 (paralleling and splitting)  
电力系统或发电设备(如发电机、同步调相机)，按照规定的技术要求，相互连接在一起同步运行或解开单独运行。它包括电力系统之间和发电机组与电力系统之间的并列或解列。并列与解列一般在规定的并列点与解列点进行。并列用的断路器设有同步并列装置。解

列用的断路器装有自动解列装置。并列和解列为电力系统的重要操作,若处理不当,可能造成系统事故或损毁设备。

并列 一般有准同步并列、自同步并列和非同步并列。

(1)准同步并列。在实现并列时要求并列断路器两侧系统(或发电机组)的电压值、两侧电压的相角不超过一定允许值,并且频率基本相同。这是最主要的一种并列方式。

(2)自同步并列。在相序正确的条件下,启动未加励磁的发电机,当转速接近同步转速时投入发电机断路器,将发电机接入系统,然后再加励磁,在原动机转矩、异步转矩、同步转矩的作用下,发电机被拖入同步。这种方式,只在电力系统异常,要求快速并列水轮发电机组的特殊情况下采用。

(3)非同步并列。两个弱联系的电力系统解列后不检定同步而利用非同步重合闸自动合入断路器,系统的两部分在同步功率和异步功率作用下恢复同步。非同步重合闸的采用,必须满足规定的技术条件,一般极少运用。

系统间并列及大型发电机组与系统并列时,为防止可能引起的系统不稳定和电气元件过负荷等问题,应事先进行各种计算,并且当系统运行方式有变化时应另行计算。

解列 有正常解列和事故解列。正常解列时,为避免解列后任一系统

出现低频率或低电压,在解列前要将连接两个系统的联络线有功功率和无功功率调整到零。发电机与系统解列时也要先将发电机

出力降低到允许值,而后才能解列。事故解列包括发电机因故障跳闸解列和电力系统事故解列。一般,电力系统应在适当地点设置若干装有自动解列装置的解列点。当发生稳定破坏时,电力系统能自动解列为若干供需可以平衡而又各自同步运行的部分,防止事故扩大而造成系统瓦解。

电力系统的并列与解列,由发电厂和变电所值班人员在系统值班调度员统一指挥下进行。

(李本智)

bofen fuyong

波分复用 (wave length division multiplex)  
见光纤通信。

boxing zhiang

波形质量 (wave form distortion) 电压和电流波形的正弦形程度。理想的电压和电流波形是正弦形的,但由于电力系统中大容量整流(或换流)设备以及其他各种非线性负荷的出现,使电压和电流波形发生畸变。畸变波形偏离正弦波的程度,常以正弦波畸变率表示,即各次谐波分量有效值的平方和的平方根值与其基波有效值的百分比。畸变波形的第n次谐波含量为n次谐波分量的有效值与基波有效值的百分比。为了保证各种电气设备的正常运行,必须使电压和电流的正弦波形畸变率限制在允许的范围内。中国现行的SD126—84《电力系统谐波管理暂行规定》中,规定了电力系统电压正弦波形畸变率的极限值,见表1。

表1 电压正弦波形畸变率的极限值

用户供电电压(kV)	电压正弦波形畸变率极限值(%)	奇、偶次谐波电压含量极限值(%)	
		奇次	偶次
0.38	5	4	2
6或10	4	3	1.75
35或63	3	2	1
110	1.5	1	0.5

为了控制电力系统的谐波电压,必须限制每个谐波源注入电力系统的谐波电流。因此,又规定了限制用户非线性用电设备注入电力系统的谐波电流允许值,见表2。

表2 谐波电流允许值

用户供电电压 (kV)	各谐波次数的谐波电流允许值(有效值,A)																		
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
0.38	53	38	27	61	13	43	9.5	8.4	7.6	21	6.3	18	5.4	5.1	7.1	6.7	4.2	3	
6 或 10	14	10	7.2	12	4.8	8.2	3.6	3.2	4.3	7.9	2.4	6.7	2.1	2.9	2.7	2.5	1.6	1.5	
35 或 63	5.4	3.6	2.7	4.3	2.1	3.1	1.6	1.2	1.1	2.9	1.1	2.5	1.5	0.7	0.7	1.3	0.6	0.6	
110 及以上	4.9	3.9	3	4	2	2.8	1.2	1.1	1	2.7	1	3	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1	1	

谐波源 其形成主要有以下几方面原因。

(1)具有铁芯结构的电气设备。电力变压器、静止补偿装置的饱和电抗器等,在暂态过程中或电压偏高时,由于磁饱和的非线性特性引起高次谐波电流注入电力网,使电力网的电压波形发生畸变。对于换流变压器,流过直流分量电流时,直流偏磁增加铁芯的饱和程度,产生高次谐波就更为严重。

(2)硅整流器或晶闸管换流装置。它们的电流或电压波形不是正弦的,特别是高压直流输电的换流站、电气机车负荷,以及广泛应用于工业生产的整流设备和变频设备,对系统的电压波形质量都有显著的影响。

(3)电弧的非线性特性引起高次谐波。工业电弧炉、电弧焊以及汞弧灯、日光灯等负荷的电弧在复杂燃





烧过程中,电弧电阻与通流情况有关(如电流增大,电阻迅速下降),电弧电阻变化是随机的,它所产生的高次谐波规律十分复杂。

(4) 电力系统不对称运行或不对称故障时所产生的高次谐波。系统不对称运行时,在同步电机的定子绕组中有负序电流通过,在电机转子中产生偶次谐波而定子侧将会出现一系列的奇次谐波电流。若系统中发生了突然不对称故障,在故障初始阶段,定子绕组中的直流分量电流还将引起一系列的偶次谐波分量。

**波形畸变的危害** 谐波电流使电力网电压波形发生畸变,会给电气设备及其运行工况带来严重危害。

(1) 系统中存在谐波分量时,可能产生局部的并联或串联谐振,放大了谐波水平,导致谐波支路中的设备因过电压和过电流而损坏。例如变电所中的并联电容器、电压互感器等设备,有不少是由于谐振而造成损坏的。

(2) 谐波引起设备的附加损耗,降低使用效率。谐波的存在,对所有电气设备和电力网都会带来附加的损耗,它对不同的设备引起的损耗的程度是不同的,其中对电容器组的影响最为严重。随着频率的提高,介质损耗会明显增加。电容器组中额外的附加介质损耗,可表示为  $\Delta P = \sum_{n=2}^{\infty} C \operatorname{tg} \delta_n \omega_n U_n^2$ , 式中  $\operatorname{tg} \delta_n$  为介质损耗系数; $U_n$  为  $n$  次谐波电压有效值; $C$  为电容器电容量; $\omega_n$  为  $n$  次谐波电压的角频率。对于输电线路,由于谐波频率高,集肤效应的缘故,使线路电阻增加,因此引起附加的线损。同时指出,变压器、电机等设备都会因谐波电流引起一定的附加铜损和铁损,产生过热或局部过热现象。

(3) 加速绝缘老化,缩短设备寿命。在频率较高的电场下,绝缘老化物理过程显著加剧,在允许电压畸变率 5% 的条件下,设备使用两年后,  $\operatorname{tg} \delta$  值约增加两倍。这对电容器、电缆等设备危害很大。

(4) 谐波对电力系统的运行,会导致某些不正确的工作状态:①在超高压长距离输电线路,较大的谐波电流会使潜供电弧熄灭延缓,导致单相重合闸失败,扩大事故。在消弧线圈接地系统中较大的谐波分量同样会延迟或阻碍消弧线圈的灭弧作用。②谐波对不同型式的继电器有不同程度的影响。在谐波分量较大时,可能使保护装置发生误动或拒动。此外,零序三次谐波电流过大,可能引起接地保护的误动作。③谐波引起仪表误差和测量误差。常用的感应式电能表是按工频正弦

电压波形设计的,其频率特性在偏离 50 Hz 时,呈现出负的误差,偏离越远,误差越大。电磁型仪表在高频段误差较大。对于过零检测相位的仪表,误差就更大了。

④谐波对通信系统有干扰。如果高次谐波的频率接近于载波频率,电力系统的载波通信以及远动装置信号的传输就会被干扰。对于与架空电力线路平行敷设的通信线路,通过电磁和静电感应以及传导耦合等途径,也同样地产生干扰,降低传输质量。

此外,谐波分量对晶闸管的触发系统以及控制装置等都会导致误动作。谐波分量还使电流过零时的  $di/dt$  值过大,增加断路器断弧的困难,影响断流能力。 $di/dt$ ,  $du/dt$  值过大也将导致晶闸管故障而损坏。对于一般感应电动机,由于谐波所产生的脉动转矩,会引起电机跳动式的振动。总之,波形的畸变对电力系统运行的影响和危害是很大的。

**抑制谐波的措施** 为了改善电力系统的运行工况,提高波形质量,在技术经济条件许可的情况下,必须采取抑制系统中谐波的措施。

(1) 增大谐波源母线处的相对短路容量,降低系统谐波阻抗,减少母线的谐波电压。

(2) 采用交流滤波器,吸收谐波电流。

(3) 增加换流装置的脉波数,减少谐波电流的产生。

(4) 在设计上和操作中避开并联电容器与系统感抗间的谐振。

(5) 高压直流输电线路串联高频阻塞装置,用以阻塞高次谐波的传播。

近年来,出现一种新的抑制高次谐波装置——有源滤波器的电力变流装置。它是应用补偿原理,对高次谐波负荷供给必要的高次谐波电流,使电源电流为正弦波形。这种装置具有补偿正确、占用空间小、扩展容量方便等特点,目前正进入实用化的研究阶段。

#### 参考书目

吴克昌等. 电力系统谐波. 北京: 水利电力出版社, 1988

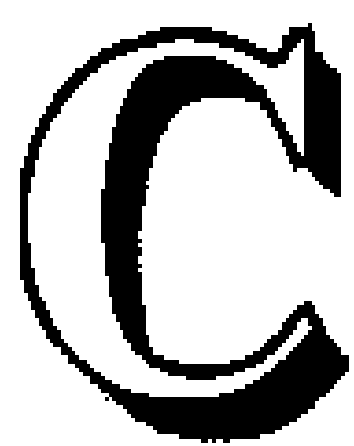
Arrillaga J, Bradley D A, Bodger P S. Power System Harmonics. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 1985

(沈赞坝)

bujiedi xitong

**不接地系统** (system with isolated neutral)

见非有效接地系统。



cāiyàng

**采样** (sampling) 按周期性的时间间隔或任意的时间间隔对某一连续变量的取值过程。所取得的连续变量的离散值称为采样值。在周期性采样中两次采样之间的时间间隔称为采样周期。根据采样定理可知,一系列的采样值可正确地等效于原来的连续函数。

**采样定理** 任一连续信号  $f(t)$ , 设其频谱的最高频率分量为  $f_m$ , 则当对它采样时, 只要采样间隔等于或小于  $\frac{1}{2f_m}$  (s), 便可用截止频率为  $f_m$  的低通滤波器

从采样信号中恢复出原信号  $f(t)$ 。即对于一个最高频率为  $f_m$  的连续信号完全可以由采样频率等于或大于  $2f_m$  的一系列采样值决定, 与此相对应的采样间隔  $T_s = \frac{1}{2f_m}$  称为奈奎斯特 (Nyquist) 间隔。

隔  $T_s = \frac{1}{2f_m}$  称为奈奎斯特 (Nyquist) 间隔。

近年来由于高速数字计算机的发展, 快速傅里叶正交变换在信号处理中已被广泛应用, 从而提出了在频域内取样使频谱离散化的问题, 它与时域采样定理相对应。

持续时间为  $T_1 \sim T_2$  的信号  $f(t)$ , 它的频谱为  $F(\omega)$ , 这个信号就完全可以用频率间隔小于  $\frac{1}{2T}$  (Hz) 的一系列离散采样值表示,  $T = T_2 - T_1$ , 是信号的持续时间。

**应用** 采样技术在数字通信、遥感技术、雷达技术、图象传输、自动控制等数字信号处理中被广泛应用。由于计算机只能对离散的数字量进行运算, 所以在用计算机进行控制、处理的过程中, 一般连续的被控制量都要通过采样, 把一系列采样值输入计算机。在通信系统的脉冲编码调制中传送的就是信息信号的一系列采样值。例如, 数字微波通信中输入话音信号的频率为  $300 \sim 3400$  Hz, 其传输频带限定在  $4$  kHz 以内, 现选用  $8$  kHz 采样频率对话音信号进行脉冲编码调制 (PCM) 后进行传送, 因而在接收侧能完全恢复出原来的话音信号。又如电力系统的数字录波器对  $50$  Hz 交流电压、

电流进行采样时, 如果要求能反映  $7$  次谐波以内的信号, 则采样频率须大于等于  $700$  Hz。如欲反映  $7$  次以上的谐波分量时, 则需相应提高其采样频率。同理, 在自动控制和多路数字远动设备的 A/D 转换环节中, 采样原理同样得到了广泛的应用。

(杨冠城)

chadòng jìdiànqì

**差动继电器** (differential relay) 以两个或多个电量代数和为动作量的继电器。绝大多数按循环电流原理接在被保护元件各侧相应电流互感器二次差接线回路中。理想情况下, 按循环电流原理接线的差动继电器在正常负荷运行情况或被保护元件外部发生短路故障时, 引入差电流回路的电流等于零, 而当被保护元件内部发生短路故障时则远大于零, 从而可以判断内外部故障, 用以构成故障判别元件。按接入差回路的执行元件阻抗大小, 差动继电器主要有两种类型: ①电流型。执行元件阻抗极小, 主要用于发电机、变压器等电力设备的差动保护。②电压型。执行元件阻抗高, 主要用于母线保护、线路导引线保护等。按动作性能可分为: 带制动与不带制动两大类。按构成原理可分为: 电磁型、感应型、晶体管型、集成电路型、数字型等。

差动继电器是发电机、变压器、电动机、调相机、电抗器、电容器及母线等电力设备必备的差动保护中的基本元件。

(李振和)

chāoduǎnbō tōngxìn

**超短波通信** (ultra-high frequency communication) 利用波长在  $10$  m 以下 (频率高于  $30$  MHz) 的无线电波传送信息的通信方式。超短波通信可用于电视、雷达、导航、微波中继及移动通信等方面。窄频段定义的超短波频段是从  $30$  MHz 到  $300$  MHz, 广义的超短波频段则包括了甚高频 (VHF) 频段  $30 \sim 300$  MHz 和特高频 (UHF) 频段  $300 \sim 3000$  MHz。

超短波传播主要靠空间波传播, 对于山峰也有一定的绕射能力。但是, 随着波长的缩短绕射能力越来越微弱。因而在这一波段中的通信主要是视距通信和视距中继通信。此外, 超短波还有其他的传播方式, 如对流层散射传播、电离层散射传播、流星余迹散射传播、月球表面反射传播、太阳反射传播和人造地球卫星转发等。利用这些方式可以进行超视距及远程的通信。

按照业务的性质可以分为空间和地面的无线电通信, 也可以分为固定的和移动的通信。地面的超短波固定通信有简单的点到点和经过中继站 (直通的或可上/



下话路的)形成一条线路的系统。为了适应多分支网的要求,近年来出现了一点到多点的系统,使得设备大为简化。

陆上超短波移动通信系统的类型及规模也很多,从单频单工无线传呼网和电话网直至多信道共用的双工全自动交换的无线电通信网。

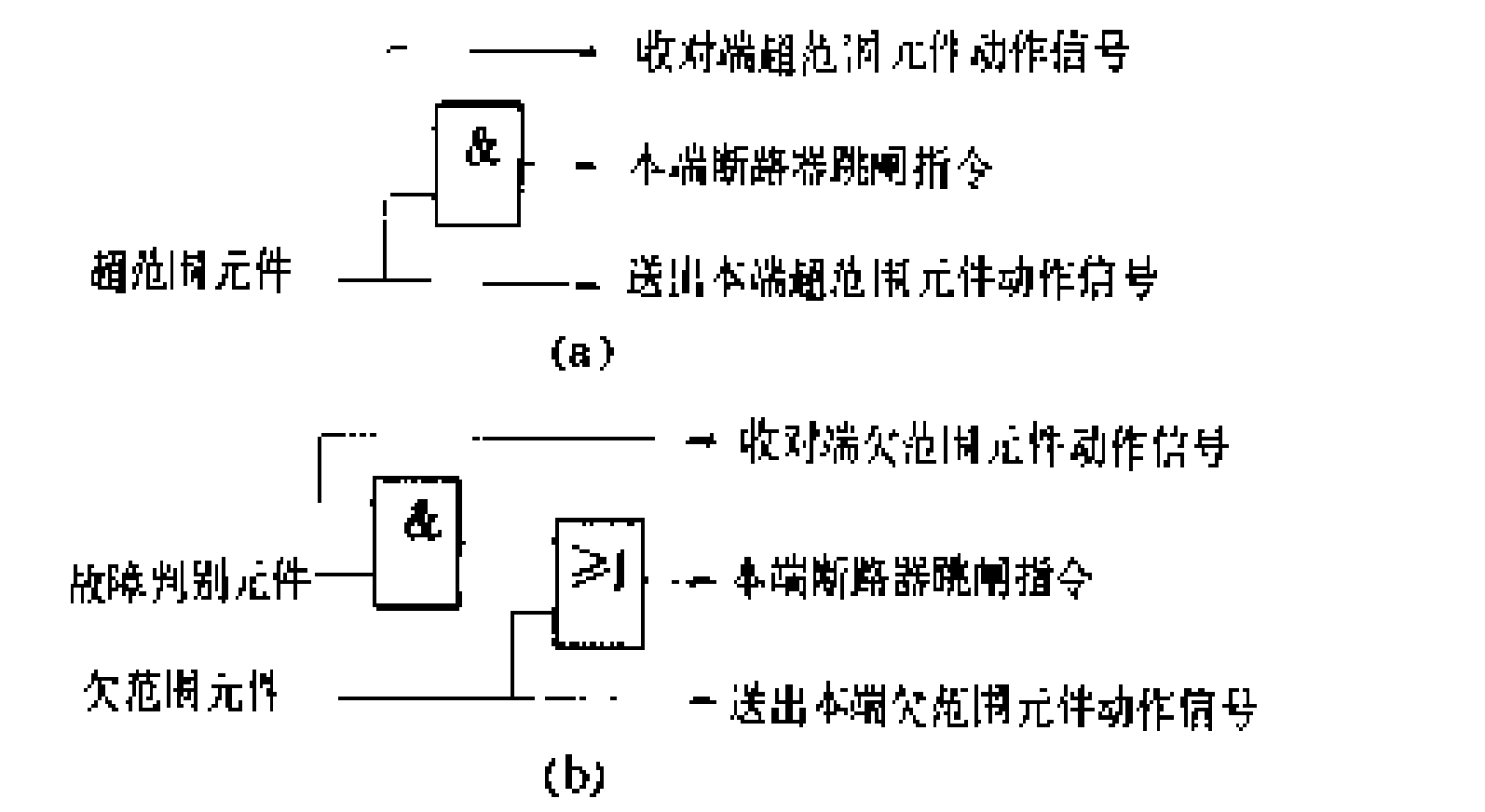
除了电话业务外,超短波通信也可以用于数据采集与监控(SCADA)以及计算机网络系统。

(张玉功)

chaofanwei yu qianfanweishi zonglian baohu  
**超范围与欠范围式纵联保护** (over-reaching and under-reaching pilot protection system)

按各端参与比较的故障判别元件保护范围不同而区分方式的两种方向比较式纵联保护。各端判定正方向故障的范围超出本线路全长者称为超范围式;判定的范围不足本线路全长者为欠范围式。

原理 超范围式:当本线路内部故障时各端的超范围元件均判定为正方向故障,各端保护同时动作;外部故障时,靠近故障点一端的超范围元件判定为反方向故障,各端保护均不能动作。欠范围式:各端方向判别元件的动作区均不及对端母线,故本线路外部故障时各端欠范围元件均不动作;当任一端的欠范围元件动作时即可判定为内部故障,令各端保护同时动作。如图所示,超范围式只在本线路两端的超范围元件同时动作时方能发出断路器跳闸指令;欠范围式的各端除欠范围元件外,还增设灵敏的故障判别元件,以监控对端欠范围元件发来动作指令,以提高纵联保护工作的安全性。



超范围式与欠范围式纵联保护原理框图  
(a) 超范围式; (b) 欠范围式

特点 超范围式纵联保护的判据为各端保护均指示为正方向故障,为“与”输出方式,是典型的方向比较式纵联保护;在欠范围式纵联保护中,各端增设的故障判别元件不要求判定故障的方向或区间,而以本线路任一端保护带方向的欠范围元件动作为判据的“或”输出方式。

主要类型 用于超范围式纵联保护的各端故障方向元件,在本线路末端故障时应保证可靠动作,最为常用的有零序方向过流继电器、负序方向过流继电器与方向距离继电器等。欠范围式纵联保护各端的判定本线路故障元件的保护范围必须大于线路全长的 50% (保证本线路故障时至少有一端的内部故障判别元件动作) 而小于 100%, 主要用方向性距离继电器。

主要技术性能 对于超范围式纵联保护,当本线路内部故障时各端超范围元件动作快速并具有良好的保护电阻性故障的能力,动作可靠性高,但是也增加了外部故障时不必要动作的概率,故安全性较差。欠范围式纵联保护在本线路外部故障时,各端的欠范围元件不动作,并且与增设的故障判别元件无需协调工作,故装置结构简单,安全性较高;但当线路末端附近故障时,必须在收到确证为对侧送来的内部故障信息后才能发出断路器跳闸命令,因而延迟了切除故障的动作时间;对内部故障判别元件保护范围的稳定性要求高,因保护范围小,其相应的保护电阻性故障的能力也较差。

(张延龄)

chaogaoya binglian diankangqi xuanze  
**超高压并联电抗器选择** (selection of EHV shunt reactors)

330 kV 及以上超高压电力系统中并联电抗器的配置及其参数的确定。内容包括并联电抗器的容量、型式、特性、安装地点及中性点接地小电抗参数的确定。并联电抗器容量和安装地点的选择应考虑:①系统工频过电压的限制;②对潜供电流的限制;③避免自励磁的发生;④保证系统无功功率平衡与经济运行;⑤保证系统并列。此外还需校核:①防止工频谐振过电压的产生;②防止分频和高频谐振过电压的发生。

超高压并联电抗器容量与安装位置的选择,一般主要取决于工频过电压允许值,尤其在新建的超高压系统中,初建的单回远距离输电线上更是如此(例如瑞典、苏联初期的 400 kV 远距离输电、中国 330 kV 远距离输电线等工频过电压问题都比较严重),但每个系统的特点不同,还需根据具体情况加以确定。

对系统工频过电压的限制 装设高压并联电抗器,可以降低由于空载线路电容效应及不对称故障零序阻抗的影响,在线路一端开路时,降低开断端出现的工频过电压。其容量及安装地点,由所限制的过电压值确定。

中国 SDJ161—85《电力系统设计技术规程》规定:330~500 kV 工频过电压限制值,在线路侧和母线侧分别为 1.4 和 1.3 倍最高相电压。

**对潜供电流的限制** 为提高单相快速自动重合闸的重合成功率,必须限制潜供电流在一定数值以下。高压并联电抗器可以补偿线路相对地的电容,在中性点经小电抗接地后,还可以补偿相间电容,从而有效地减小潜供电流。根据试验,一般 330 kV 电压等级的潜供电流小于 12 A, 500 kV 的小于 20A 才能满足要求。330~500 kV 并联电抗器中性点小电抗一般选为 400~800  $\Omega$ 。

**避免自励磁的发生** 当发电机带空载长线路时,在其感抗大于线路等值容抗的情况下,发电机电流与电压不受励磁控制而迅速增长,出现自励磁现象。它分为同步自励磁和异步自励磁两种。同步自励磁发生时,电流、电压上升较慢,可以采用自动励磁调节器加以控制,而异步自励磁时则上升很快,使发电机有发生过电压的危险。接入并联电抗器可以避免发生自励磁,其容量按不发生自励磁的条件来验算。

**保证系统无功功率平衡与经济运行** 高压并联电抗器除了以上作用外,还可以保证系统的无功功率平衡,使系统经济运行。按限制工频过电压所选的电抗器容量,一般超过按重负荷时无功功率平衡所需的容量。为保证重负荷时经济运行,则要求此时切除部分电抗器,而在事故瞬时再投入被切除的那部分并联电抗器。用火花间隙接入并联电抗器的办法,在苏联已实现。

**保证系统并列** 装设高压并联电抗器除了有以上作用外,还可以将单机带长线路并网时的电压限制到允许范围之内,中国《电力系统事故处理规程》规定:并列点两侧电压差值不得超过任一侧电压的 20%。

**防止工频谐振过电压的产生** 为防止接有高压并联电抗器的线路,在电源侧发生非全相开断空线路时可能产生的工频谐振过电压,需要在中性点接有小电抗,其电抗值可与降低潜供电流而用的小电抗之电抗值结合起来考虑,可先按限制潜供电流的要求来选择,再按防止产生工频谐振的条件来校验。

**防止分频和高频谐振过电压的发生** 当超高压输电线路上有串联电容及并联电抗器时,如果电抗器线性部分电抗  $X_p$  与回路容抗  $X_c$  满足  $\sqrt{\frac{X_p}{X_c}} > 3$ , 以及回路中电阻小于临界电阻时,就有可能产生  $\frac{1}{3}$  分频谐振。

当从电抗器的端点看入系统的入口阻抗在二倍频率下呈容性,且其值与电抗器二倍频率感抗值接近以及回路损耗足够小时,有可能发生二次谐波谐振。试验表明,并联电抗器的伏安特性越饱和,越容易激发非线性谐振。目前,世界上先进国家电抗器的伏安特性已可达到在 1.5 倍额定电压及以下保持线性,在 1.5 倍以后

的斜率为 1.5 倍以前的  $\frac{2}{3}$ , 有利于防止发生非线性谐振。

#### 参考书目

张纬敏, 高玉明. 电力系统过电压与绝缘配合. 北京: 清华大学出版社, 1987

(陈淑真)

#### 潮流计算

(load flow calculation) 按给定的电力系统接线方式、参数和运行条件,确定电力系统各部分稳态运行状态参量的计算。通常给定的运行条件有系统中各电源和负荷节点的功率、枢纽点电压、平衡节点的电压和相位角。待求的运行状态参量包括各节点的电压及其相位角以及流经各元件的功率、网络的功率损耗等。

潮流计算是研究电力系统稳态运行状态的一种最主要的基本计算。对规划中的电力系统,通过潮流计算可以检验所提出的电力规划方案能否满足各种运行方式的要求;对运行中的电力系统,通过潮流计算可以分析机组发电出力和负荷的变化以及网络结构的改变对系统电压质量和安全经济运行的影响,例如系统中所有母线的电压是否在允许的范围以内,系统中各种元件(线路,变压器等)是否会出现过负荷,以及可能出现过负荷时应事先采取哪些预防措施等。此外,潮流的计算结果为电力系统稳定计算提供初始运行方式;电力系统经济运行和调度自动化的实现,也需要潮流计算来支持。

潮流计算分为离线计算和在线计算两种方式。离线计算主要用于系统规划设计和运行中安排系统的运行方式,在线计算用于正在运行中的系统的经常监视及实时控制。

**潮流计算的基本要求** 利用电子数字计算机进行电力系统潮流计算从 20 世纪 50 年代中期就已开始。此后,各种潮流计算方法的发展主要围绕着潮流计算的一些基本要求进行,归纳起来,有以下几点。

(1) 计算方法的可靠性或收敛性。潮流计算在数学上是求解一组多元非线性代数方程组的问题,无论采用什么计算方法都离不开迭代,所以就有计算方法或迭代格式是否收敛,即能否正确地求解的问题。因此,首先要求所选用的方法能可靠地收敛,并给出正确答案。

(2) 对计算机存储量的要求。随着电力系统的不断扩大,潮流问题的方程式阶数越来越高(已达几千阶),加之描述网络方程的阻抗矩阵是满阵而导纳矩阵是稀疏阵,各种计算方法所占计算机内存相差很大,因此,



必须选择占用内存较少的方法才能满足解题规模的要求。

(3) 计算速度。在保证可靠收敛的前提下,各种方法的计算速度相差也较大,选用速度较快的方法可大大提高计算效率,并为在线计算创造条件。

(4) 计算的方便性和灵活性。电力系统潮流不是单纯的计算而是一个不断调整运行方式的问题。为了得到一个合理的运行方式,往往需要不断地修改原始数据。因此,要求程序提供方便的人机联系环境,便于数据输入、校核和修改以及结果的分析 and 处理。

潮流计算的数学模型 电力系统网络方程有两种表达形式

导纳矩阵方程

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k = \dot{I}_i \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

阻抗矩阵方程

$$\dot{U}_i = \sum_{k=1}^n Z_{ik} \dot{I}_k \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (2)$$

利用节点功率与电流之间的关系  $S_i = \dot{U}_i \dot{I}_i^*$ , 即  $\dot{I}_i = \hat{S}_i / \dot{U}_i = (P_i - jQ_i) / \dot{U}_i$ , 可将式 (1)、式 (2) 分别改写为

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (3)$$

和

$$\dot{U}_i = \sum_{k=1}^n Z_{ik} \frac{P_k - jQ_k}{\dot{U}_k} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (4)$$

其中  $P_i$ 、 $Q_i$  分别为节点  $i$  向网络注入的有功功率和无功功率,当  $i$  为发电机节点时,  $P_i > 0$ ; 当  $i$  为负荷节点时,  $P_i < 0$ ; 当  $i$  为无源节点时,  $P_i = 0, Q_i = 0$ ;  $\dot{U}_i$  为节点  $i$  电压相量的共轭值。式 (3) 和式 (4) 各有  $n$  个非线性复数方程式,亦即潮流计算的基本方程式,对其作不同的应用 and 处理,就形成了不同的潮流计算方法。

在潮流计算中,由于系统的接线方式是给定的,故式 (3)、式 (4) 中的  $Y_{ik}$  和  $Z_{ik}$  已知。由于表征各节点运行状态的参数是该点电压相量 (幅值、相角) 及复功率,即  $U$ 、 $\theta$ 、 $P$ 、 $Q$  四个量。因此,在  $n$  个节点的电力系统中有  $4n$  个运行参数。潮流计算的基本方程式 (3) 或式 (4) 有  $n$  个复数方程,相当于  $2n$  个实数方程。因此,只能解出  $2n$  个运行参数,其余  $2n$  个应作为原始运行条件事先给定。通常给出每个节点的两个运行参数作为已知条件,另外两个则作为待求量。根据运行参数的给定方式,电力潮流计算中的节点可分为 P-Q 节点, P-U 节点和 U- $\theta$  节点三种。

(1) P-Q 节点。该节点已知量是有功功率  $P$  和无功功率  $Q$ , 待求量是节点电压相量 ( $U, \theta$ )。潮流计算

中,系统大部分节点都可看作这类节点。变电所负荷节点,发电机有功和无功功率不变的发电厂节点等都是 P-Q 节点。

(2) P-U 节点。该节点已知量是有功功率  $P$  和电压幅值  $U$ , 待求量是无功功率  $Q$  及电压相量的相角  $\theta$ 。潮流计算中,只有少数电压控制点是 P-U 节点。这类节点必须有足够的无功电源可供调整,以维持给定的电压幅值。一般选择有一定无功储备的发电厂和具有可调无功电源设备 (调相机、可投切电容器等) 的变电所母线作为 P-U 节点。

(3) U- $\theta$  节点。该节点已知量是电压幅值  $U$  和相角  $\theta$ , 待求量是有功功率  $P$  和无功功率  $Q$ 。一般全系统只取一个 U- $\theta$  点,由于它的幅值和相角是已知的,为了保持全系统的功率平衡,该点所计算出的有功功率和无功功率,实际上是全系统发电出力、负荷和损耗功率平衡的结果。因此 U- $\theta$  点又叫平衡节点、缓冲节点等。

潮流计算方法的发展 早期的潮流计算,主要用交流计算台计算或通过手算来完成。由于计算过程的繁复和计算工具能力有限,只能计算分析很小规模的电力系统。20 世纪 50 年代,电子数字计算机开始用于电力系统分析,大量的潮流计算工作从此借助于电子数字计算机来完成。为此,从 50 年代开始发展了潮流计算的计算机求解方法。

50 年代中期,在用数字计算机求解电力潮流问题的开始阶段,主要采用以节点导纳矩阵为基础的高斯-赛德尔迭代法 (简称导纳矩阵迭代法),该方法原理简单,占用计算机内存少,适合当时计算机软、硬件和电力系统计算理论的水平。但导纳矩阵迭代法收敛性差,当系统规模变大时,迭代次数急剧上升,且常有不收敛的情况。

60 年代初期,数字计算机已发展到第二代,计算机的内存和速度都有不少增加和提高,这为占用内存多,但收敛性较导纳矩阵迭代法好的以阻抗矩阵为基础的高斯-赛德尔迭代法 (简称阻抗矩阵迭代法) 的应用创造了条件。阻抗矩阵迭代法改善了收敛性,但因占用内存多,使解题规模受到一定限制。

60 年代初期即开始研究潮流计算的牛顿-拉夫逊法 (简称牛顿法)。研究表明,牛顿法具有很好的收敛性。直到 60 年代末期,优化节点编号和稀疏矩阵程序技巧的高斯消去法的实际应用,才使牛顿法潮流计算在收敛性、内存需求、计算速度等方面都超过其他方法,成为广泛采用的优秀方法。

70 年代初,在牛顿法的基础上,根据电力系统的特点发展了潮流计算 P-Q 分解法。该方法所占内存约为牛顿法的  $1/2 \sim 1/4$ , 计算速度也明显加快。由于

牛顿法和P-Q分解法的显著优点,使得到80年代末期为止,它们仍然是实际应用的电力系统潮流计算的主要方法。此外,作为方法的研究和探讨,近年来还提出了非线性快速潮流算法,最优乘子法,非线性规划法,网流法等。为适应电力网调度自动化的需要,在线潮流计算方法及其应用也得到重视和发展。

70年代后期至80年代,大型商用电力系统分析软件包得到广泛应用,其中不少潮流计算程序包,同时备有几种算法,供用户选择,以便有助于解决各类潮流计算的收敛性问题。

#### 参考书目

西安交通大学等合编,电力系统计算,北京:水利电力出版社,1978

Stagg G W, E L-Abiad A H. Computer Methods in Power System Analysis. McGraw-Hill, 1968

Arrillaga J, Arnold C P, Harker B J. Computer Modelling of Electrical Power Systems. John Wiley & Sons, 1983

(吴中习)

chaoliu jisuan Gauss-Seidel' er diedaifa

#### 潮流计算高斯-赛德尔迭代法 (load flow Gauss-Seidel method)

用高斯-赛德尔迭代法求解电力系统潮流的方法。潮流计算高斯-赛德尔迭代法又分导纳矩阵迭代法和阻抗矩阵迭代法两种。前者是以导纳矩阵为基础建立的赛德尔迭代格式;后者是以阻抗矩阵为基础建立的赛德尔迭代格式。

高斯-赛德尔迭代法 这是数学上求解线性或非线性方程组的一种常用的迭代方法。

设有  $n$  个联立的非线性方程

$$\left. \begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

为了迭代求解所有的变量  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , 则变式(1)为

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= x_1 - f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = g_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ x_2 &= x_2 - f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = g_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\vdots \\ x_n &= x_n - f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = g_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

高斯-赛德尔迭代法的迭代步骤是:首先给定各待求量的初始值  $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$  代入式(2)的第一个方程式求出  $x_1^{(1)}$ , 将求出的  $x_1^{(1)}$  和其余变量的初始值代入式(2)的第二个方程式求出  $x_2^{(1)}$ , 而后利用  $x_1^{(1)}, x_2^{(1)}$

和其余变量的初始值求  $x_3^{(1)}$ , 依次类推。由第  $t$  次迭代值求第  $t+1$  次迭代值的迭代过程可概括如下

$$\left. \begin{aligned} x_1^{(t+1)} &= g_1(x_1^{(t)}, x_2^{(t)}, \dots, x_n^{(t)}) \\ x_2^{(t+1)} &= g_2(x_1^{(t+1)}, x_2^{(t)}, \dots, x_n^{(t)}) \\ &\vdots \\ x_n^{(t+1)} &= g_n(x_1^{(t+1)}, x_2^{(t+1)}, \dots, x_n^{(t)}) \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

直至连续两次迭代求出的各变量值之差的绝对值均小于给定的允许误差,  $\max\{|x_i^{(t+1)} - x_i^{(t)}|\} < \epsilon$ , 即可认为等式左右两侧的变量值相等, 从而满足方程组(1)。

潮流计算导纳矩阵迭代法 这是以导纳矩阵为基础的高斯-赛德尔迭代法, 是50年代用计算机求解电力系统潮流最先采用的方法。

(1) 导纳矩阵迭代法特点。方法简单, 占用计算机内存少, 收敛性比较差, 当系统规模增大时, 迭代次数急剧上升且往往出现不收敛的情况。

(2) 潮流计算导纳矩阵迭代法的迭代步骤。将导纳矩阵的潮流基本方程

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (4)$$

按式(3)的迭代格式改写为

$$\dot{U}_i^{(t+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i^{(t)}} - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} \dot{U}_k^{(t+1)} - \sum_{k=i+1}^n Y_{ik} \dot{U}_k^{(t)} \right] \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (5)$$

逐次对每个节点  $i$  求出  $\dot{U}_i^{(t+1)}$ 。

对P-Q指定节点, 按式(5)计算  $\dot{U}_i^{(t+1)}$ 。

对P-U指定节点, 先按下式

$$Q_i^{(t+1)} = -\text{Im} \left[ \dot{U}_i^{(t)} \left( \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} \dot{U}_k^{(t+1)} + \sum_{k=i+1}^n Y_{ik} \dot{U}_k^{(t)} \right) \right] \quad (6)$$

求出无功功率  $Q_i^{(t+1)}$ , 再根据  $P_i, Q_i^{(t+1)}$  按式(5)求出该点电压  $\dot{U}_i^{(t+1)}$ 。因为  $\dot{U}_i^{(t+1)}$  的幅值与该点给定值  $U_n$  不等, 故按下式

$$\dot{U}_i^{(t+1)} = \dot{U}_i^{(t+1)} \frac{\dot{U}_n}{|\dot{U}_i^{(t+1)}|} \quad (7)$$

加以修正, 得  $\dot{U}_i^{(t+1)}$ 。

对U- $\theta$ 指定节点, 该点  $U_i^{(t+1)}$  为指定常数, 不必再求, 仅当收敛时, 按式(8)求出该点  $P_i, Q_i$ 。

$$P_i - jQ_i = \dot{U}_i \left( \sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k^{(t)} \right) \quad (8)$$

潮流计算阻抗矩阵迭代法 这是以阻抗矩阵为基础的高斯-赛德尔迭代法。

(1) 阻抗矩阵迭代法特点。该方法的收敛性比导纳矩阵迭代法的收敛性好得多, 但阻抗矩阵是满阵, 因此占用计算机内存较多。

(2) 潮流计算阻抗矩阵迭代法的迭代步骤。将阻

抗矩阵的潮流基本方程

$$\dot{U}_i = \sum_{k=1}^n Z_{ik} \dot{I}_k \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (9)$$

按式(3)的迭代格式改写为

$$\dot{U}_i^{(q+1)} = \sum_{k=1}^{i-1} Z_{ik} \dot{I}_k^{(q+1)} + \sum_{k=i}^n Z_{ik} \dot{I}_k^{(q)} \quad (10)$$

其中 
$$\dot{I}_i^{(q)} = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i^{(q)}} \quad (11)$$

逐次对每个节点  $i$  求出  $\dot{U}_i^{(q+1)}$  后, 再为求第  $i+1$  点的  $\dot{U}_{i+1}^{(q+1)}$  计算出  $\dot{I}_i^{(q+1)}$ 。

对 P-Q 指定节点, 根据式(10) 求出  $\dot{U}_i^{(q+1)}$ , 再按式(11) 求  $\dot{I}_i^{(q+1)}$ 。

对 P-U 指定节点, 根据式(10) 求出该点电压  $\dot{U}_i^{(q+1)}$ , 再按式(7) 修正得到  $\dot{U}_i^{(q+1)}$ 。由于该点  $Q_i$  未知, 不能直接按式(11) 求出  $\dot{I}_i^{(q+1)}$ , 故可通过下述方法求得。首先, 初始电流可粗略假设  $Q_i^{(0)} = P_i/2$ , 按式(11) 求出  $\dot{I}_i^{(0)} = (P_i - jQ_i^{(0)})/\dot{U}_i^{(0)}$ , 按式(10) 依次求出  $\dot{U}_1^{(1)}, \dot{U}_2^{(1)}, \dots, \dot{U}_i^{(1)}$ 。当把该点电压  $\dot{U}_i^{(q+1)}$  调整为  $\dot{U}_i^{(q+1)}$  时, 需改变该点的注入电流  $\Delta \dot{I}_i^{(q+1)}$ , 则  $\dot{U}_i^{(q+1)} - \dot{U}_i^{(q+1')} = Z_{ii} \Delta \dot{I}_i^{(q+1)}$ , 即按式(12)

$$\Delta \dot{I}_i^{(q+1)} = \frac{\dot{U}_i^{(q+1)'}}{Z_{ii}} \left( \frac{U_n}{|\dot{U}_i^{(q+1)'}|} - 1 \right) \quad (12)$$

求出该点电流的改变量后, 再按式(13)

$$Q_i^{(q+1)} = \text{Im}[\dot{U}_i^{(q+1)} (\dot{I}_i^{(q)} + \Delta \dot{I}_i^{(q+1)})] \quad (13)$$

求出该点的无功功率, 则可按式(11) 求得

$$\dot{I}_i^{(q+1)} = \frac{P_i - jQ_i^{(q+1)}}{\dot{U}_i^{(q+1)}}$$

对 U- $\theta$  指定节点, 按式(14) 可求出  $\dot{I}_i^{(q+1)}$ 。

$$\dot{I}_i^{(q+1)} = \left[ \dot{U}_i - \sum_{k=1}^{i-1} Z_{ik} \dot{I}_k^{(q+1)} - \sum_{k=i+1}^n Z_{ik} \dot{I}_k^{(q)} \right] / Z_{ii} \quad (14)$$

(吴中习)

chaoliu jisuan Niudun-Lafuxunfa

**潮流计算牛顿-拉夫逊法** (load flow Newton-Raphson method) 用求解非线性方程的牛顿-拉夫逊法求解电力系统潮流的方法。

为了克服潮流计算导纳矩阵迭代法收敛性差和潮流计算阻抗矩阵迭代法占用计算机内存大的缺点, 20 世纪 60 年代初期发展了求解电力系统潮流的牛顿-拉夫逊法(简称牛顿法)。该方法收敛性好, 再加上稀疏矩阵技术的应用, 使计算机内存占用量大大减少。因此, 该方法在收敛性、计算机内存需求、计算速度等方面都比以往的方法优越, 是目前计算机求解电力系统潮流应用最广泛的方法之一。

牛顿-拉夫逊法 是非线性方程数值求解的有效方法。它把非线性方程线性化, 变成线性方程即修正方程后求解。该方法可简述如下:

设变量为  $x_1, x_2, \dots, x_n$  的非线性方程组

$$\left. \begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

简记为  $F(X) = 0$

其中  $F = (f_1, f_2, \dots, f_n)^T$

$X = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$

其相应牛顿法求解的迭代格式为

$$\begin{aligned} F'(X^{(q)}) \Delta X^{(q)} &= -F(X^{(q)}) \\ X^{(q+1)} &= X^{(q)} + \Delta X^{(q)} \end{aligned} \quad (2)$$

其中

$$F'(X^{(q)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad X = X^{(q)} \quad (3)$$

为函数  $F(X)$  的偏导数矩阵, 称为雅可比(Jacobian)矩阵。式(2)的第一式, 是系数矩阵  $F'(X^{(q)})$  和右端项  $-F(X^{(q)})$  均已知的线性方程组, 称为修正方程, 求解后可得修正量  $\Delta X^{(q)}$ , 再通过式(2)的第二式, 对变量  $X^{(q)}$  加以修正, 依此类推, 直至第  $k$  次迭代  $\|F(X^{(k)})\|$  或  $\|\Delta X^{(k)}\|$  小于给定的  $\epsilon$  时,  $X^{(k)}$  即是方程组(1)的解。

潮流计算牛顿-拉夫逊法是应用数学上的牛顿-拉夫逊法求解电力潮流的方法。

直角坐标的潮流计算基本方程 对潮流计算的导纳矩阵基本方程

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (4)$$

用  $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ ,  $\dot{U}_k = e_k + jf_k$  代入并展开, 可得节点功率平衡方程

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= P_i - e_i \sum_{k=1}^n (G_{ik} e_k - B_{ik} f_k) \\ &\quad - f_i \sum_{k=1}^n (G_{ik} f_k + B_{ik} e_k) = 0 \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_i &= Q_i - f_i \sum_{k=1}^n (G_{ik} e_k - B_{ik} f_k) \\ &\quad + e_i \sum_{k=1}^n (G_{ik} f_k + B_{ik} e_k) = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

再补充 P-U 和 U- $\theta$  点的节点电压平衡方程

$$\Delta U_i^2 = U_n^2 - (e_i^2 + f_i^2) = 0 \quad (7)$$

$$\Delta e_i = e_i - U_n \cos \theta_n = 0 \quad (8)$$

$$\Delta f_i = f_i - U_n \sin \theta_n = 0 \quad (9)$$



式中  $U_n, \theta_n$  已知。

对于电压用极坐标表示的情况,  $\dot{U}_k = U_k e^{j\theta_k} = U_k (\cos\theta_k + j\sin\theta_k)$ , 同样可以导出极坐标形式的平衡方程。

牛顿法的修正方程 潮流计算的牛顿法须首先建立式 (2) 的修正方程。

对于潮流计算, 每一节点有两个方程, 则

$$\left. \begin{aligned} F &= (F_{11}, F_{21}, \dots, F_{1n}, F_{2n}, \dots, F_{1n}, F_{2n})^T \\ X &= (e_1, f_1, \dots, e_n, f_n)^T \\ \Delta X &= (\Delta e_1, \Delta f_1, \dots, \Delta e_n, \Delta f_n)^T \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

其雅可比矩阵为

$$J' (X) = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} & \dots & J_{1n} \\ J_{21} & J_{22} & \dots & J_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ J_{n1} & J_{n2} & \dots & J_{nn} \end{bmatrix} \quad (11)$$

矩阵中的每一元素

$$J_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{1i}}{\partial e_j} & \frac{\partial F_{1i}}{\partial f_j} \\ \frac{\partial F_{2i}}{\partial e_j} & \frac{\partial F_{2i}}{\partial f_j} \end{bmatrix}$$

为二阶子阵,  $i$  为不同的节点类型时,  $J_{ij}$  的内容不同。

对 P-Q 节点

$$F_{1i} = \Delta P_i = 0, F_{2i} = \Delta Q_i = 0, J_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial e_j} & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial f_j} \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial e_j} & \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial f_j} \end{bmatrix} \quad (12)$$

当  $j \neq i$  时

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial e_j} &= -\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial f_j} = -(G_{ij}e_i + B_{ij}f_i) \\ \frac{\partial \Delta P_i}{\partial f_j} &= \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial e_j} = B_{ij}e_i - G_{ij}f_i \end{aligned} \right\}$$

当  $j = i$  时

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial e_i} &= -\sum_{k=1}^n (G_{ik}e_k - B_{ik}f_k) - G_{ii}e_i - B_{ii}f_i \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial f_i} &= -\sum_{k=1}^n (G_{ik}e_k - B_{ik}f_k) + G_{ii}e_i + B_{ii}f_i \\ \frac{\partial \Delta P_i}{\partial f_i} &= -\sum_{k=1}^n (G_{ik}f_k + B_{ik}e_k) + B_{ii}e_i - G_{ii}f_i \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial e_i} &= \sum_{k=1}^n (G_{ik}f_k + B_{ik}e_k) + B_{ii}e_i - G_{ii}f_i \end{aligned} \right\}$$

对 P-U 节点:

$$F_{1i} = \Delta P_i = 0, F_{2i} = \Delta U_i^2 = 0, J_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial e_j} & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial f_j} \\ \frac{\partial \Delta U_i^2}{\partial e_j} & \frac{\partial \Delta U_i^2}{\partial f_j} \end{bmatrix} \quad (13)$$

当  $j \neq i$  时

$$\frac{\partial \Delta U_i^2}{\partial e_j} = \frac{\partial \Delta U_i^2}{\partial f_j} = 0$$

当  $j = i$  时

$$\frac{\partial \Delta U_i^2}{\partial e_i} = -2e_i$$

$$\frac{\partial \Delta U_i^2}{\partial f_i} = -2f_i$$

对 U-θ 指定节点

$$F_{1i} = \Delta e_i = 0, F_{2i} = \Delta f_i = 0, J_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta e_i}{\partial e_j} & \frac{\partial \Delta e_i}{\partial f_j} \\ \frac{\partial \Delta f_i}{\partial e_j} & \frac{\partial \Delta f_i}{\partial f_j} \end{bmatrix} \quad (14)$$

当  $j \neq i$  时

$$\frac{\partial \Delta e_i}{\partial e_j} = \frac{\partial \Delta e_i}{\partial f_j} = 0$$

$$\frac{\partial \Delta f_i}{\partial e_j} = \frac{\partial \Delta f_i}{\partial f_j} = 0$$

当  $j = i$  时

$$\frac{\partial \Delta e_i}{\partial e_i} = \frac{\partial \Delta f_i}{\partial f_i} = 1$$

$$\frac{\partial \Delta e_i}{\partial f_i} = \frac{\partial \Delta f_i}{\partial e_i} = 0$$

修正方程的求解 潮流计算修正方程的系数矩阵, 即雅可比矩阵是在结构上与导纳矩阵对应的稀疏、非对称、非常数阵, 根据这一特点, 在修正方程求解时, 采用高斯消去法, 逐行形成系数矩阵的元素和右端项并加以消去。

#### 参考书目

西安交通大学等合编. 电力系统计算. 北京: 水利电力出版社, 1978

(吴中习)

chaoliu jisuan P-Q fenjiefa

**潮流计算 P-Q 分解法** (load flow P-Q decoupled method)

在潮流计算牛顿-拉夫逊法的基础上, 根据高压电力网的特点, 将有功功率  $P$  和无功功率  $Q$  分开交替迭代的潮流计算方法。该方法简化了计算过程, 所占计算机内存约为潮流计算牛顿-拉夫逊法的  $1/2 \sim 1/4$ , 计算速度也显著加快。

极坐标的潮流计算基本方程 对导纳矩阵的潮流计算基本方程

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

用  $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ ,  $\dot{U}_k = U_k e^{j\theta_k} = U_k (\cos\theta_k + j\sin\theta_k)$ , 代入并展开, 可得电压以极坐标形式表示的节点功率平衡方程

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i &= P_i - U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \cos\theta_{ik} + B_{ik} \sin\theta_{ik}) = 0 \\ \Delta Q_i &= Q_i - U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \sin\theta_{ik} - B_{ik} \cos\theta_{ik}) = 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

式中  $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ 。

P-Q 分解法的修正方程 将  $\Delta P_i$  和  $\Delta Q_i$  分别集中排列, 即按  $\Delta P_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ),  $\Delta Q_i$  ( $i=1, 2,$



..., n) 的次序排列, 其对应修正方程可简写为

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U/U \end{bmatrix} \quad (3)$$

其中

$$\Delta P = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix}, H = [H_{ij}], N = [N_{ij}], \Delta \theta = \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \end{bmatrix}$$

$$\Delta Q = \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}, J = [J_{ij}], L = [L_{ij}], \Delta U = \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix}$$

式中

$$\left. \begin{aligned} H_{ij} &= \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_j} = -U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (j \neq i) \\ H_{ii} &= \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} = Q_i + U_i^2 B_{ii} \\ L_{ij} &= \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial U_j} U_j = -U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (j \neq i) \\ L_{ii} &= \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial U_i} U_i = -Q_i + U_i^2 B_{ii} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

按修正方程式(3)求出修正量  $\Delta \theta_i$  和  $\Delta U_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ) 并按  $U_i = U_i + \Delta U_i$ ,  $\theta_i = \theta_i + \Delta \theta_i$  对电压幅值和相角加以修正, 即是极坐标形式的牛顿-拉夫逊法。

根据高压电力网中线路的电抗远大于电阻, 线路两端电压的相角差很小的特点, 即有  $|H_{ij}| \gg |N_{ij}|$ ,  $|L_{ij}| \gg |J_{ij}|$  的性质, 因此可将牛顿法求解潮流的修正方程式(3)中的雅可比矩阵的  $N$  及  $J$  各元素假设为零, 即

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U/U \end{bmatrix} \quad (5)$$

这样就把  $2n$  阶的线性方程组变成两个  $n$  阶的线性方程组, 将  $P$  和  $Q$  分开进行迭代

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= -H \Delta \theta \\ \Delta Q &= -L \frac{\Delta U}{U} \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

再进一步, 将  $H$  和  $L$  简化为相同的对称常数矩阵, 即  $H=L=B$  ( $B$  为导纳矩阵  $Y=G+jB$  中虚部元素所构成的矩阵), 同时在  $P-\theta$  迭代中去掉  $U-\theta$  指定节点, 在  $Q-U$  迭代中去掉  $U-\theta$  指定节点和  $P-U$  指定节点, 得  $P-Q$  分解法的修正方程

$$\Delta P/U = -B \Delta \theta \quad (7)$$

$$\Delta Q/U = -B \Delta U \quad (8)$$

修正方程的求解 由于  $P-Q$  分解法的修正方程的系数是对称常数阵, 故可应用对称三角分解的方法

求解。这样既减少了内存, 又加快了计算速度。

$P-Q$  分解法是建立在一系列假定的基础上而得出的, 当实际的计算条件不符合这些假定时, 就会出现不收敛的情况。 $P-Q$  分解法的假设, 并不影响其收敛后计算结果, 这是因为, 判断是否收敛是以各节点功率是否平衡为条件的。

(吴中习)

潮流计算直流法

(load flow direct current method) 电力系统有功潮流的一种线性简化算法。计算时, 网络只计线路电抗和变压器短路电抗, 以节点相位角作为变量, 将交流电路简化为直流电路进行计算。该方法不需要迭代而直接求解有功潮流, 计算速度快, 适合于精度要求不高的大量方案筛选计算, 也可用来求取正常潮流计算的初始值, 以减少迭代次数, 加快收敛。

潮流计算直流法一般用于有功功率潮流计算, 即根据节点有功功率求节点电压相角。

计算原理 导纳矩阵潮流的基本方程

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} \dot{U}_k = \frac{P_i - jQ_i}{\dot{U}_i} \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

用  $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ ,  $\dot{U}_k = U_k e^{j\theta_k} = U_k (\cos \theta_k + j \sin \theta_k)$  代入并展开, 可得节点有功功率平衡方程

$$P_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2)$$

用潮流计算直流法进行计算需作下列假设:

(1) 线路的阻抗仅由电抗构成, 即  $G_{ik} = 0$ ;

(2) 不计对地电容, 即  $\sum_{k=1}^n B_{ik} = 0$ ;

(3) 线路两端电压相角差较小, 即  $\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$ ,  $\cos \theta_{ij} \approx 1$ ;

(4) 节点电压  $U_i \approx 1$ 。

则式(2)变为

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n B_{ik} (\theta_i - \theta_k) \\ &= \left( \sum_{k=1}^n B_{ik} \right) \theta_i - \sum_{k=1}^n B_{ik} \theta_k \\ &= - \sum_{k=1}^n B_{ik} \theta_k \quad (i=1, 2, \dots, n) \end{aligned} \quad (3)$$

将式(3)写成矩阵形式

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n} \\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ B_{n1} & B_{n2} & \cdots & B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (4)$$

或简写成

$$P = -B\theta$$

式(4)即是直流有功潮流方程, 求解该线性方程组, 即

可得各节点电压的相角  $\theta$ 。

**计算方法** 由于式 (4) 的系数矩阵是稀疏对称常系数阵, 可用稀疏矩阵技术对其进行对称三角分解。对于大量方案计算, 仅需改变  $P$ , 通过前代和回代求出各母线电压的相角  $\theta$ , 因此, 计算简单、快速。

#### 参考书目

[日] 关根泰次著. 电力系统潮流计算. 水利电力部科学研究所译. 北京: 水利电力出版社, 1974

(吴中习)

chengben weizenglu

**成本微增率** (incremental cost) 火力发电机组输入燃料费用增量与输出功率增量之比, 在输出功率增量趋近无穷小时的极限值。发电的生产成本由固定成本和可变成本两部分组成。固定成本不随电厂出力的变化而变化。它包括职工工资、机组维修和设备更新等费用。可变成本随电厂出力的变化而变化; 它主要是燃料费用 (包括燃料运输费用)。发电生产成本可用式 (1) 表示

$$E = G + F(P) \quad (1)$$

式中  $E$  为电厂发电成本;  $G$  为电厂固定成本;  $F$  为电厂燃料费用;  $P$  为电厂出力。由式 (1) 对出力  $P$  取微分, 可得成本微增率

$$\frac{dE}{dP} = \frac{dF}{dP} \quad (2)$$

由式 (2) 知, 成本微增率与燃料费用微增率相等, 其含义是以电厂某一输出功率为基准再增加微量功率变化时所需燃料费用的增量值。应用成本微增率概念, 能方便地找出应由哪一个电厂担负系统总负荷的微量变化, 以使系统总发电成本为最小。

(李朝安)

chengshi dianliwang guihua

**城市电力网规划** (urban power network planning) 城市电力网 (以下简称城网) 发展和改造的总体计划。其任务是研究城市负荷增长的规律, 改造和加强现有城网的结构, 逐步解决薄弱环节, 扩大供电能力, 实现设施的标准化, 提高供电质量和安全可靠, 建立技术经济合理的城网。

**规划范围** 城网规划范围包括城市的全部地区, 但以市区电力网规划为主要组成部分。计算城网负荷所用的供电面积, 原则上不包括大片农田、山区、水域、荒地等。一个城市可根据中心区的布局、地理条件、负荷分布和电压等级的选择, 划分为几个区域电力网。市区以外负荷集中的工业区和城镇可分别建设区域性电力网。

**规划内容** 城网规划内容一般包括以下诸方面。

- (1) 分析城网布局和负荷分布的现状。
- (2) 负荷预测。
- (3) 确定各规划期的目标、电力网结构原则和设施的标准化。
- (4) 有功、无功电力平衡, 提出电源点建设的要求。
- (5) 各规划期城网结构的整体设计。
- (6) 确定变电所的地理位置、线路路径, 分期建设的工程项目。
- (7) 确定调度、通信、自动化的规模和要求。
- (8) 估算各规划期所需的投资, 主要设备的规范和数量。
- (9) 估算各规划期末将取得的经济效益和扩大供电能力以后取得的社会效益。
- (10) 绘制各规划期的城网规划地理位置接线图。
- (11) 编制规划说明书。

**规划年限** 城网规划年限应与城市总体规划的年限一致。一般分为近期 (5 年)、中期 (10 年)、远期 (20 年) 三个阶段。近期规划着重解决当前城网存在的主要问题, 逐步满足负荷需要, 提高供电质量和可靠性, 是编制年度计划项目的依据。中期规划着重将城网结构及设施有步骤地过渡到规划目标, 并对大型项目进行可行性研究, 做好前期工作。远期规划主要考虑城网的长远发展, 研究确定电源布局和规划网络, 使之满足远期预测负荷水平。

**规划编制** 由于城网既是电力系统的主要负荷中心, 又是城市现代化建设的重要基础设施, 为此城网规划的编制应以当地供电部门为主和城市规划部门共同编制, 并纳入相应的城市规划和电力系统规划。编制工作首先要做好负荷预测, 并经过技术经济比较, 确定各规划期的目标、电力网技术原则和设施的标准化。为了使近期规划项目能符合规划的目标方向, 中期规划能逐步过渡到规划网络, 远期规划又具有现实的目标内容, 编制可按以下三个步骤进行: 第一步是建立近期电力网的初步布局, 作为编制分期规划的发展目标; 第二步根据预测的负荷和现有的电力网结构, 经过分析计算, 逐步编制近期的分年规划和中期规划; 第三步以中期规划期末的电力网规模和预测的远期负荷水平, 经过分析计算, 编制远期规划。由于远期规划内容是近、中期规划的积累和发展, 因受各种具体因素的影响, 必将对原定的初步布局有所调整和修改。

在城网规划的编制上由于元件节点较多、数据量大, 而且受城市建设和用户方面的影响需要经常更新数据, 国际上不少大城市已在采用计算机辅助规划设计 (computer aided planning, CAP), 中国也已在一些



城市开始此项工作。它可以进行大量的精确计算,节省时间。各国开发的程序,已全面包括负荷预测、变电所定位、线路定路径、网络分析计算、可靠性校核、经济评估等方面。然而计算机辅助规划设计的成功应用需要建立强大的城网数据库(包括图形系统),有赖于电力部门信息系统的支持。

**负荷预测和分析** 负荷预测是城网规划设计的基础,要有一定的准确性,应在经常调查分析的基础上,收集城市建设和各行各业发展的信息,充分研究本地区用电量和负荷的历史数据及发展趋势,采用符合实际规律的数学方法进行测算,并适当参考各国同类型地区的资料进行校核。负荷预测数据按规划的目标年限分为近、中、远各期,由于影响负荷变化的因素太多,预测数据也可用高低二个幅值。为使城网结构的规划设计更为合理,负荷预测还应按用电性质分类,按地理区域功能分区,并按电压等级分层等几方面分别进行。负荷测算的方法很多,中国各城市常用的几种实用方法是:单耗法、弹性系数法、外推法、综合水平法、负荷密度法等,并将其结果相互校核。由于城网预测所需数据量大、归类分析工作量大,且需经常更新保持准确性,因此宜用计算机进行。

**城网电压等级** 中国确定城网由 220 kV 的输电网,110、63、35 kV 的高压配电网,10 kV 的中压配电网,380/220 V 的低压配电网组成。城网电压等级和最高一级电压的选择,要根据电力网现有的实际情况和远景发展慎重研究确定。现有非标准电压应限制发展,合理利用,分批改造。除在城网的改造过渡期间外,一个地区同一电压等级的相位排列和相序应相同。

**城网结构** 城网结构是规划设计的主体,基本要求是达到供电的连续可靠、合格的电能质量和运行的经济性。结构上的点线布局形式很多,规划中应通过多方案比较确定,选择的原则一般如下:①各级电压电力网的接线应标准化;②高压电力网的接线应力求简化;③下一级电力网应能支持上一级电力网;④满足供电可靠性的要求,一般用  $N-1$  准则及故障时允许对用户停电的目标时间校核(见中国城市电力网可靠性规定)。

**无功补偿** 城网的无功补偿应根据就地平衡和便于调整电压的原则进行配置,可采用分散和集中补偿相结合的方式。接近用户端的分散补偿可取得较好的经济效益,集中安装在变电所内有利于控制电压水平。无功补偿设施应便于投切,装设在变电所和用户处的电容器应能自动投切。

**供电设施的选择** 城网的供电设施应满足城网规划设计的要求,适应城市建设的特点,与市容环境协调。为了简化设计施工,方便运行维护,城网供电设施

应逐步实现标准化,如变电所的主变台数、容量,架空线或电缆的导线截面都应统一规定,减少规格,并按远期规划考虑实施。又如变电所宜采用占地较少的布置及选用相应的设备,市中心区多采用全屋内型布置并考虑与其他建筑物综合建设或建地下变电所。

**调度、通信及自动化** 城网规划设计时,应按城市规划和电力系统规划考虑设置相应的调度机构和配置通信、远动、自动、计算机等技术装备。城网需建立的专用通信系统应满足以下要求:①调度人员在指挥操作、处理事故时,通道畅通、语音清晰;②继电保护、远动、自动装置等各项信息、数据正确传送和实时记录;③行政管理等通信需要。城网自动化包括变电所综合自动化、调度自动化、配电自动化和负荷管理自动化等 4 个方面。虽然自动化提供的功能对城网具有重大的效益,然而开发实用、价廉、可靠的产品尚是当前的关键问题。为此各国各城市在自动化方面的进程差别很大,一般多从调度自动化和变电所综合自动化两方面入手逐步开展,近年对负荷管理自动化做了很多工作,至于配电自动化一般还未能全面开展,相信随着计算机技术等的发展,必将使其功能和覆盖面进一步扩大,逐步完善,接近全自动化。(见调度自动化系统和配电自动化)

(唐德光)

chengxiang jumin shenghuo yongdian

## 城乡居民生活用电 (residential load)

城镇居民和乡村居民照明及家用电器用电。家用电器按不同用途可以分为 4 类:①调理用类。包括电饭锅、电冰箱、电子炉灶等。②冷暖设备用类。包括暖炉、电风扇、空调机、暖风机等。③卫生保健用类。包括洗衣机、吸尘器、衣类干燥机等。④娱乐用类。包括电视机等。

人民生活用电水平大致可划分为三个阶段:第一阶段,使用照明和耗电较少的收音机、电视机和洗衣机等家用电器;第二阶段发展到使用耗电较多的电冰箱、电炉、电热水器和空调设备等;第三阶段则发展为电气采暖和家庭生活全面电气化。目前大部分发达的国家生活用电已处于或正在过渡到第三阶段,生活用电占总用电量的 20%~40%,年人均生活用电量在 1200~7200 kW·h;苏联和大部分东欧国家一般处于第二阶段,生活用电量占总用电量的 15%~20%,年人均用电量为 220~1000 kW·h;发展中国家大多处于第一阶段,有的正在过渡到第二阶段,年人均用电量一般在 100 kW·h 以下,目前中国约为 40 kW·h,仍处于第一阶段水平。

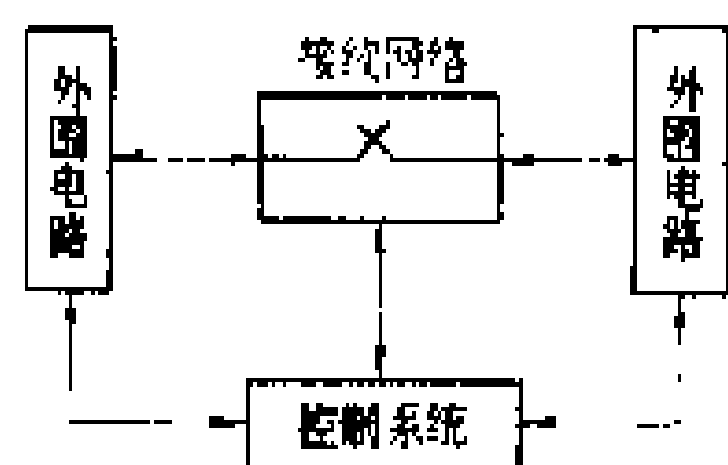
(陈淑真)

chengkong jiaohuanji

**程控交换机** (stored program control exchanger) 应用电子计算机技术,按预先编制好的程序来实现呼叫接续动作的电话交换设备。其特点是体积小、耗电低、安装维护方便、噪声低、服务功能多、使用灵活方便。

**程控交换机的构成** 程控交换机由控制系统、话路接续网络和外围设备组成(见图中所示)。

**控制系统** 存储交换机程序和数据并进行信息处理的设备。它包括中央处理器、只读存储器、随机存储器 and 输入输出电路。只读存储器存储交换机的控制和运行管理程序,随机存储器存储用户数据和呼叫过程中的数据。中央处理器按程序设计的功能控制呼叫接续设备的动作,输入输出电路则为中央处理器、存储器和其他设备之间传送控制信息和数据。控制系统有集中控制、分散控制和分层控制三种控制方式。



程控交换机结构组成示意图

程控交换机使用一套公共控制设备进行呼叫接续过程的控制。

(1) 集中控制方式。程控交换机使用一套公共控制设备进行呼叫接续过程的控制。

(2) 分散控制方式。程控交换机不设公共控制系统,而将交换机分割成最基本的模块交换单元,每个单元具有各自的控制系统和独立完整的交换接续功能。单元间靠交换信息协同动作完成全交换机的功能。

(3) 分层控制方式。既有公共控制设备又有外围模块控制设备。前者是整个交换机的指挥中心,处理包括路由选择等较为复杂的任务。后者在呼叫接续过程中监视和控制外围设备。

**话路接续网络** 分为模拟空分、模拟时分和数字时分接续网络三种类别。

(1) 模拟空分接续网络。由电子开关矩阵组成,每个用户在矩阵中占有一定空间位置,电话交换过程中所传送的信息是模拟信号。采用这种接续网络的交换机称为模拟空分程控交换机。

(2) 模拟时分接续网络。由电子开关矩阵组成的按一定空间位置排列并利用时间分割方式传送脉冲幅度调制信号的部件。采用这种接续网络的交换机称为模拟时分程控交换机。

(3) 数字时分接续网络。由电子开关矩阵组成的具有一定空间位置,并利用时间分割方式传送脉冲编码调制(PCM)数字信号的部件。它又分为T型时分接线器和S型空分接线器两种基本类型。前者完成一个PCM数字链路中某个时隙的信息交换到另一PCM数字链路的另一时隙的功能,后者可将不同PCM数

字链路中各时隙的信息在同一时间内按空间进行交换。采用这种接续网络的交换机称为数字时分程控交换机。

**外围设备** 包括用户电路、中继器、双音多频(DTMF)收发器、话务台接口电路、数字用户电路、信号发生器和电话会议电路等。

**程控交换机的种类** 按照程控交换机的用途分为用户电话、长途电话和调度电话程控交换机三种。

**用户电话程控交换机** 在本地用户之间、本地用户与中继电路之间,实现电话自动交换的设备。

**长途电话程控交换机** 除具有用户电话程控交换机的功能外还能通过长途中继电路进行长途电话自动交换。因此要求具备在长途交换机之间通过自动选择空闲的长途中继电路以达到自动选择迂回路由的功能,还具有灵活的编号方式。

**调度电话程控交换机** 为调度指挥电话专用的自动电话专用交换机。它除具有长途电话程控交换机的功能外,还具有强行拆线、协商拆线、紧急呼叫等功能。要配有多种中继接口特别是对电力线载波接口要有对其压扩器进行控制的功能。

(卢武彬)

chonghezha houjiasu baohu

**重合闸后加速保护** (check line function in auto-reclosing logic) 为使断路器重合到未消除的故障时能快速再跳闸,在发出重合闸命令后的短过程中,将对全线路具有足够灵敏度的保护装置原来给定的时限缩短(以至完全取消),以加速其动作。

重合闸后加速保护,在一些电力系统中,是一种常用的技术,主要用于如下场合:①用于没有全线范围瞬时保护的线路,以尽可能减弱重合于故障时对系统的冲击;②用以辅助纵联保护的动作,或用以校正原有保护装置的固有缺陷,例如接于线路侧电压互感器的方向距离保护,当重合于出口三相短路时将拒绝动作;③在单相重合闸过程中,用以对保留运行中的两相发生的故障进行保护,使相邻元件保护装置的动作保持选择性。

重合闸后加速保护,在一些电力系统中,是一种常用的技术,主要用于如下场合:①用于没有全线范围瞬时保护的线路,以尽可能减弱重合于故障时对系统的冲击;②用以辅助纵联保护的动作,或用以校正原有保护装置的固有缺陷,例如接于线路侧电压互感器的方向距离保护,当重合于出口三相短路时将拒绝动作;③在单相重合闸过程中,用以对保留运行中的两相发生的故障进行保护,使相邻元件保护装置的动作保持选择性。

被加速的保护主要是相电流与零序电流保护,或非方向距离保护。

允许实现重合闸后加速保护的时限宜尽量缩短,以保证能可靠地执行预定任务为度。因为在此期间,如果相邻元件故障,可能因而使后加速保护失去选择性。

多年来普遍采用这种方式的电力系统运行经验,肯定了这种方式的效益,同时也证实了因此引起无选择性动作的区外故障概率极低。

(王梅义)



chukou jidianqi

**出口继电器**（tripping relay） 继电保护装置和安全自动装置的最后一级输出，动作后直接向断路器发出跳闸命令的专用中间继电器，又称跳闸继电

器。通常由快速动作的电磁型中间继电器或干簧继电器充任。在无触点保护装置中也有采用晶闸管元件控制回路的，但防止受干扰影响误动作是一个重要问题。  
（李振和）

# D

danji xitong

**单机系统** (single - computer system)

见调度自动化计算机系统。

danxiang chonghezha he zonghe chonghezha

**单相重合闸和综合重合闸** (single - phase auto - reclosing and composite auto-relosing)

线路发生单相故障，只将故障相断路器断开，随之进行重合闸，如果发生多相故障则跳开三相不重合闸或者也进行三相重合闸的两种断路器重合闸方式。当重合于故障未消除情况时，都永远跳开三相。运行实际中，采用综合重合闸方式的较少。

**作用** 考虑超高压线路绝大多数故障是瞬时性单相接地，采用单相重合闸除了同样可以在大多数的故障情况下恢复线路送电外，它的最大特点还在于在重合闸过程中，另两相继续联系着线路两端电源，保持一定的功率传输能力，以维持两侧系统同步运行，从而显著地提高了系统的暂态稳定性，特别适用于弱联系的电源联络线上。与全相运行相比较，在单相断开过程中，对线路传输能力的影响，相当于在该线路的正序阻抗中增加了一个串联的附加阻抗  $\frac{\Sigma X_2 \Sigma X_0}{\Sigma X_2 + \Sigma X_0}$ ，式中  $\Sigma X_2$  及  $\Sigma X_0$  分别是由线路断开点看到的两侧系统负序与零序阻抗的串联综合值，包括线路本身的阻抗在内。虽然线路的零序阻抗值约为其正序阻抗值的 3 倍左右，但两侧系统的零序阻抗值往往小于相应的正序阻抗值，因而在单相断开过程中，线路仍具有不低于原来 60% 左右的传输能力，用以传输系统暂态摇摆过程中所急需的同步功率，保持重合闸过程中和重合闸后的系统稳定性。

在单电源供电线路上采用单相重合闸，可以使受端负荷在重合闸过程中仍然从系统中吸收有功功率，从而显著地增大其供电安全性。为此，接入线路的受端变压器中性点必须直接接地。

在大型发电机组配出的高压线路上，特别适用于选用单相重合闸方式，原因是单相重合于永久故障时，不致对机组轴疲劳寿命带来过多的消耗。

国际上研究中（个别线段已运行）的 1000 kV 以上电压的特高压线路，按 80 年代末的预计，都将只选用单相重合闸方式，而同杆双回线则预计采用按相重合闸方式。

**重合闸时间** 单相重合闸时间（由故障点断电源到重新加上工作电压的时间）必须大于故障点电弧熄灭与线路绝缘恢复所需时间。和三相重合闸不一样，在只有故障相断开的单相重合闸过程中，当故障点电弧未熄灭前，故障点仍经相间电容  $C_M$  由保留运行中的另两相电源提供电流以维持电弧（见图 1），而在电弧断开后，故障点主要将承受运行中两相电源经  $C_M$  与故障相对地电容  $C_g$  形成的分配电压。当电弧因续流过零而伸长断开后，如果故障点的绝缘恢复速度低于跨接的电压波上升速度时，在该电压波的峰值附近，故障点绝缘将再度击穿，此时除了通过  $C_M$  由非故障两相提供电弧电流外，储蓄在故障电容  $C_g$  上的电能也将向故障点释放，而形成峰值远大于前期稳态电弧电流的再点弧电流，这个现象，每一工频半周重复一次，从而影响了最终熄弧时间。图 2 是记录这种现象的实际录波图。 $C_M$  和  $C_g$  与线路的长度成正比，通过故障点的电弧电流正比于  $C_M$ 、 $C_g$  和

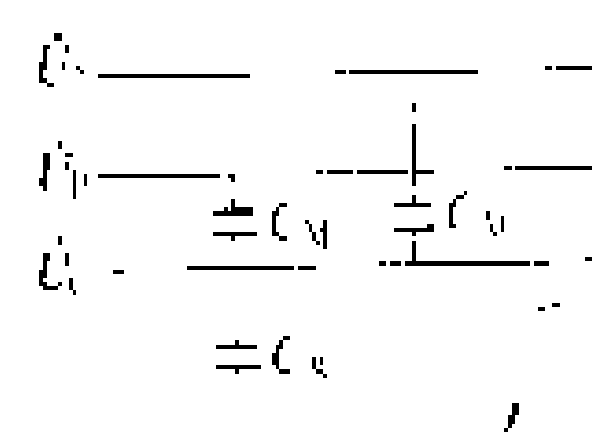


图 1 C 相故障单相重合闸过程中的运行状态

在故障电容  $C_g$  上的电能也将向故障点释放，而形成峰值远大于前期稳态电弧电流的再点弧电流，这个现象，每一工频半周重复一次，从而影响了最终熄弧时间。图 2 是记录这种现象的实际录波图。 $C_M$  和  $C_g$  与线路的长度成正比，通过故障点的电弧电流正比于  $C_M$ 、 $C_g$  和



图 2 159.3 km 500 kV 董辽线人工接地试验过程中故障点电流录波（无并联电抗器情况）

a-b 阶段—限幅后的短路电流；b-c 阶段—由 b 点开始为潜供电流，b-c 段的时间为 34.6 ms，这阶段潜供电流的特点是包含很强的谐波分量；c-d 阶段—在 c 点潜供电流过零，电弧熄灭，随后出现的故障点电流，实际上是多次再点弧电流

线路运行电压。因此，线路运行电压愈高，长度愈大，最终熄弧时间将愈长，人工短路试验及实际运行记录证实了这个结论。为了缩短单相重合闸时间到一个合理数值，例如不大于 1 s 左右，以满足系统稳定（见最佳重合时间）、继电保护配合等要求，同时不降低重合闸成功率，在 500 kV 及以上电压的中长线路上，广泛采用了辅助的消弧措施。它主要有两种：①在接到线路上作线路电容补偿的高压电抗器中性点处，经一适当数值的电抗接地，其作用等价于有一谐振

电感与  $C_M$  并联,从而显著降低通过故障点的续流与跨过故障点的恢复电压,为故障电弧快速顺利最终熄弧提供了前提。这种办法,在电力系统中得到了成功的广泛采用。②在单相重合闸过程中,在断开后的故障相线路两侧,短时投入接地刀闸,使故障点处于基本零电位,达到快速熄弧的目的。对于特殊重要的重负荷线路(同杆双回线),如果考虑异名相故障(如甲线 A 相与乙线 B 相故障)情况下成功地实现按相重合闸,接地刀闸是一种可行办法。

**选相元件** 为了实现单相重合闸,继电保护装置必须具有区别单相与多相故障,以及正确选出故障相的能力。这种特点称为保护装置的选相性能,执行这个功能的继电器元件(逻辑回路)叫选相元件(回路)。选相元件有多种,常用的有:距离选相元件、相电流差突变量选相元件、低电压选相元件和相电流选相元件。

**距离选相元件** 主要采用方向接地距离元件作为选相元件,其阻抗定值大于被保护线路全长,以保证末端故障时可靠动作。这种距离选相元件有很好的选相功能,得到了广泛的应用,分析与试验结果证明,可以成功地用于长达 400 km 的重负荷 500 kV 线路上,当线路单相接地时,故障相元件有足够的动作灵敏度,非故障相元件可不误选相,它还可以兼作方向比较纵联保护中的方向判别元件。在一些电力网条件下,在单相重合闸过程中,还可以短时地独立地执行保护的任务,叫选相元件的独立工作。用于长线路时,虽然对近端故障有很好的适应性但不能动作于实际可能的远端高值接地电阻故障,而必须待近故障点侧断路器跳开后才能相继动作;对于经高电阻接地的两相短路接地故障,也可能先动作一相,待断电后另一相才能动作;对于两相短路故障,它的动作也不明确。这些缺陷,可通过重合闸逻辑回路设计解决。

**相电流差突变量选相元件** 这是中国独创的技术。20 世纪 80 年代以来,已广泛应用在中国 500 kV 线路上,取得了完全的成功。整套的选相回路有三个选相元件,各接入  $\dot{I}_A - \dot{I}_B$ ,  $\dot{I}_B - \dot{I}_C$  及  $\dot{I}_C - \dot{I}_A$ , 动作于接入电流的突变量,故名。由于高压电力网三相对称,当线路 C 相接地时, A 相与 B 相受到相同的影响,故其电流、电压变化的大小及幅值均相等(除实际的少量不平衡量而外),即  $\Delta(\dot{I}_A - \dot{I}_B) = 0$ 。而接入了故障相的其他两个相电流差元件,则因 C 相电流突变而动作;对于任何多相故障,都是三个元件动作。从而实现了可靠选相与区别单相与多相故障的要求。图 3 是人工单相接地时的非故障相间电流差的录波图,注意故障相

与非故障相电流比例尺的差别。这种选相元件有如下优点:①只用电流量,因而简单可靠;②起动值不反应

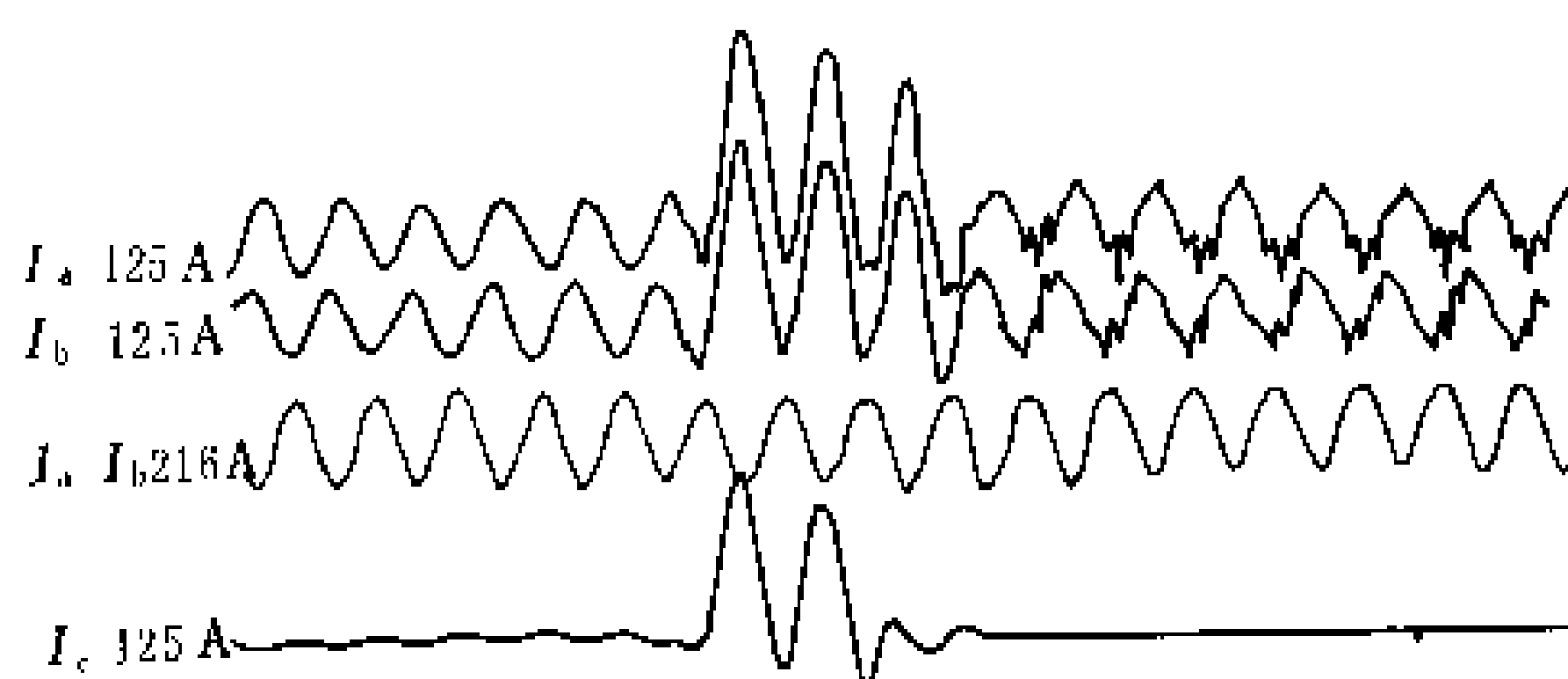


图 3 159.3 km 500 kV 线路人工单相接地时线路三相电流与非故障相电流差的录波图

正常负荷电流,只需要躲开单相故障时的不平衡量(主要来自线路导线的分段换位或不换位),因而动作灵敏,可以反应于实际可能的最大接地电阻故障;③在单相重合闸过程中,非故障相间元件可以作该两相同时故障的故障判别元件,起动保护装置快速跳闸;④可兼作线路保护装置的电流起动元件。

**低电压选相元件** 反应相对地电压降低以选择故障相,适应于弱供电电源侧,特别是地区小电源侧或无电源侧作线路单相重合闸的选相元件,简单、灵敏、可靠。

**相电流选相元件** 在强电源短线路上可充作选相元件。但一般只作为出口附近故障时辅助选相用,更多的是按相电流速断整定,实现分相独立跳闸。它结构简单、动作快速。

(王梅义)

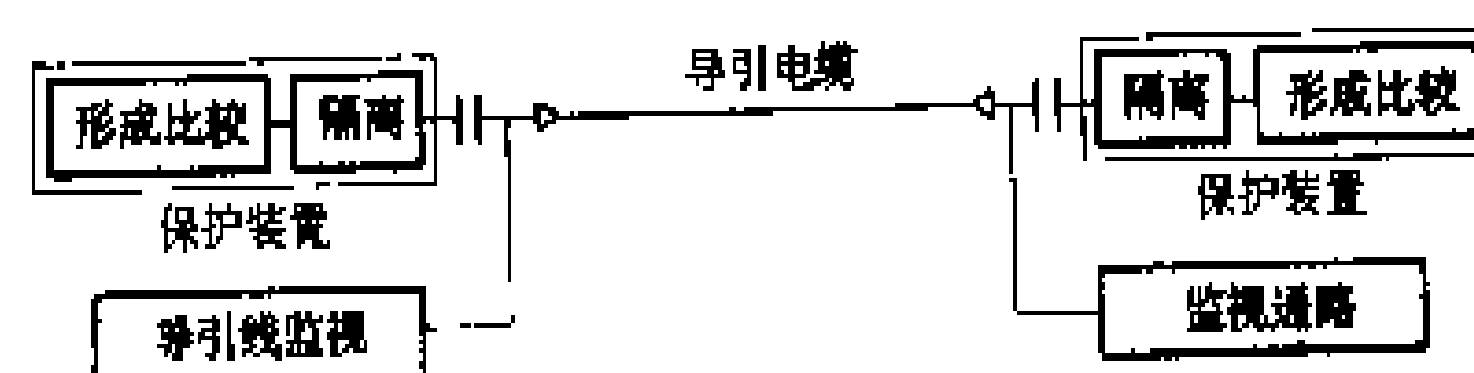
daoyinxian baohu

## 导引线保护 (pilot wire protection system)

以连接本线路两端间的电缆直接传输保护的规定的电流形成量,并以其相互比较为动作判据的一种线路纵联保护。直接传输参与比较的电流形成量的电缆称为导引线。一般用于短线路上作主保护。

### 组成和特点

**组成** 如图所示,保护装置由规定电流量的形成与比较单元以及隔离输出单元组成。一般规定电流量形成单元将输入的三相电流变成参与两端比较的单相电气量,以减少导引电缆的使用芯数。本端形成的电气量与对端由导引线传输的同一电气量在比较单元中实现相互比较并按电流差动原理工作。



导引线保护结构图

## 特点

(1) 规定电气量的形成,常采用简单的综合变流器方式。综合变流器一次侧的三相电流线圈匝数不同,二次侧形成的电气量为  $n_A \dot{I}_A + n_B \dot{I}_B + n_C \dot{I}_C$ 。以相序分量形式表示为  $\dot{K}_1 \dot{I}_1 + \dot{K}_2 \dot{I}_2 + \dot{K}_0 \dot{I}_0$ ,  $|\dot{K}_1| = |\dot{K}_2|$ 。设计不同的综合变流器三相电流线圈匝数比  $n$ ,可得相应不同的  $K$  值。

(2) 保护的继电器部分与导引电缆间的连接必须经绝缘变压器隔离,或类似的其他隔离方式,例如使用串联的中和变压器等,同时引入高压变电所开关场的导引线部分还必须采用屏蔽层对地绝缘的特殊电缆,以防止大气过电压经由导引线窜入变电所以及高压电力网发生接地故障时因变电所地电位升高造成对设备与人员安全的危险影响。上述两种绝缘的一分钟工频耐压水平要求可分为 8 kV、15 kV 及 30 kV 等档次,视具体地电位升高的最大值而异。

(3) 连接变电所间的导引线,可采用芯对屏蔽层绝缘耐压不低于 2 kV,芯间 0.5 kV,一般的通信电缆,保护接到对绞芯线上以尽可能减少差模干扰。

(4) 用导引线监视装置不间断地监测导引电缆的状态。方法之一是在导引电缆的一端提供定量的直流,而在另一端监视该直流的数值。当导引电缆芯间短路或断线时,该直流偏离设定值,于是报警并自动闭锁导引线保护,防止其可能产生的误动作。

**主要类型** 依比较单元的工作方式及两端电流互感器相对极性接法不同而分为环流式与均压式两种。  
①同极性接法的环流式。在正常运行与本线路外部故障时两端综合变流器二次侧经导引电缆流过循环电流,故称环流式,保护依两侧差电流而动作。环流式在导引线断线时误动,如导引线短路,则当内部故障时拒动。  
②反极性接法的均压式。在正常运行或外部故障时两端综合变流器的二次侧电压相同,导引电缆中无电流,故称均压式,保护依两侧电压差而动作。均压式在导引线短路时误动,如果导引线断线,则当内部故障时拒动。

导引电缆自身的电阻与电容对保护工作有影响,其极端情况分别与断线或短路状态相当,当电阻或电容过大时需要采取相应的补偿措施。

导引线保护也可以用在一段加入工频交流使对端保护动作的方式实现远方跳闸。

**用途** 导引线保护结构简单,性能良好,是最早使用比较广泛的一种短线路纵联保护装置,多与高压输电电缆配套使用。由于技术(导引电缆过长引起导引线电阻与芯间电容过大)与经济(导引线电缆贵)的因素,这种保护只适用在不长于 20~30 km 的短线路上。

(张延龄)

dao zha cao zuo

**倒闸操作** (switching operation) 对断路器和隔离开关所进行的投入与断开的操作并包括对继电保护与安全自动装置所进行的投入与退出的操作等。断路器和隔离开关是电气设备连向电力系统的开合元件,通过操作,可以改变电气设备运行状态和电力系统运行方式(包括事故处理)。倒闸操作是电力系统运行中一项经常进行的重要工作,如果发生差错,会造成系统或人身事故,甚至导致系统瓦解或人员伤亡,因此,必须规定严密的制度。倒闸操作必须在系统值班调度员统一指挥下,按照规定操作程序向发电厂、变电所或下一级调度值班人员发布操作命令,然后由以上人员按照命令操作;或者由值班调度员直接进行遥控操作。

**倒闸操作目的** ①系统间或发电机与系统间的并列与解列;②输电线路和变压器的停电和送电,补偿设备的停用和投入运行(包括对新装设备的充电);③网络的合环与解环;④改变母线运行方式;⑤改变变压器中性点接地运行方式;⑥切除或接入负荷;⑦投入或退出继电保护与安全自动装置;⑧对已停电检修施工的设备实施接地及相间短路或解除接地与相间短路;⑨投入与退出调度自动化装置等。

**倒闸操作制度** 操作制度是为保证倒闸操作的正确而建立的,其主要内容有:操作前要考虑和注意的事项,如对潮流、电压、频率、继电保护、安全自动装置的影响;根据操作任务,正确书写倒闸操作票,并由值班调度员进行相互审核,按照操作票的步骤在调度模拟屏上作模拟操作或在计算机模拟系统上进行预演;发布倒闸操作命令的具体规定(见调度命令)。

采用电子计算机后,通过电力调度自动化系统能实现自动打印典型倒闸操作步骤和操作中应注意的事项,从而减少值班调度员的工作量,降低操作票的差错率和提高操作的可靠性。

(李本智)

deng mian ji ding ze

**等面积定则** (equal area criteria) 见暂态稳定计算。

deng wei zeng lv jing ji diao du

**等微增率经济调度** (incremental economic dispatching) 按微增率相等原则分配并列运行发电机组(发电厂)之间负荷的经济调度方法。此法简便易行且经数学论证是最经济的调度方法。对于电源全部为火电厂的电力系统及不太复杂的水电火电混合电力系统的经济调度是行之有效的。



**微增率** 发电机组的微增率有燃料微增率(即煤耗微增率)、成本微增率、水耗微增率等多种。以燃料微增率为例,它是发电机组输入燃料增量与输出有功功率增量之比在输出有功功率接近于无穷小时的极限值,表达式为:  $b = \lim_{\Delta P \rightarrow 0} \frac{\Delta F}{\Delta P} = \frac{dF}{dP}$ , 式中  $b$  为微增率;

$F$  为燃料消耗;  $P$  为有功功率。发电机组的微增率一般随输出有功功率的增加而逐渐增大(见图1)。发电机

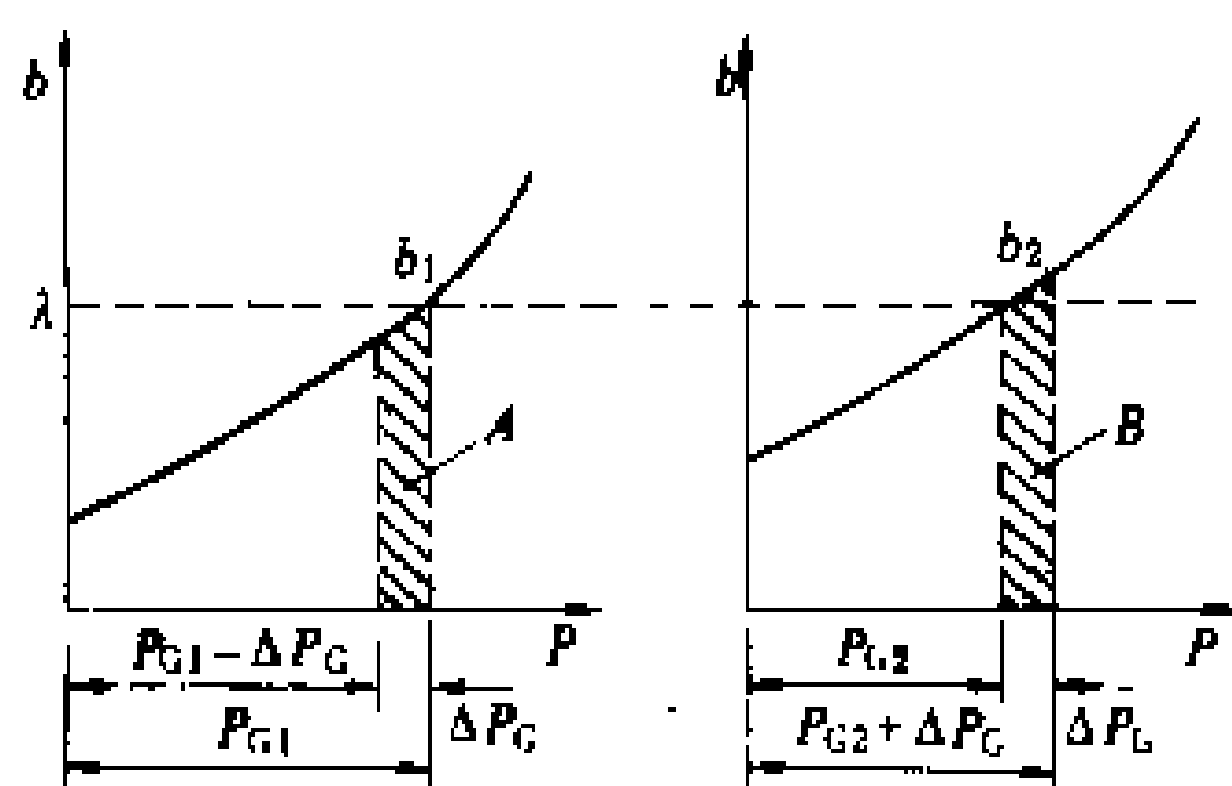


图1 发电机组的微增率曲线

组的燃料微增率与单位有功功率燃料耗量(简称燃料单耗  $\epsilon$ ) (见图2)是不同的概念,其用途也不同。前者用来分配并列运行发电机组之间的负荷,后者用来编制发电机组经济组合。

**等微增率原则** 发电机组的微增率是随发出电力的增加而增加的,即如图1

所示是一条逐渐上升的曲线。这一特性使等微增率原则得以成立。下面以两台机组为例说明。两台机组的微增率曲线为  $b_1$  和  $b_2$  (见图1), 分别发出  $P_{G1}$  和  $P_{G2}$  的有功功率, 共同供给固定负荷

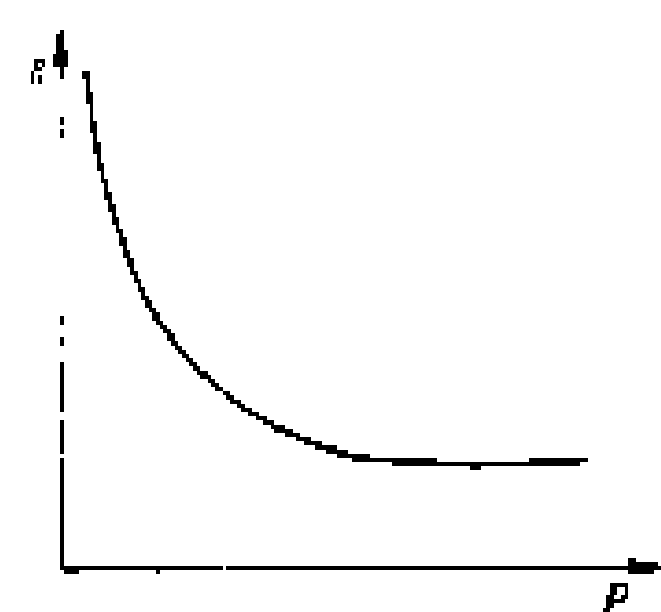


图2 发电机组燃料单耗曲线

$P_L$ , 则  $P_{G1} + P_{G2} = P_L$ , 其中  $P_{G1}$  和  $P_{G2}$  是按相等的微增率值  $\lambda$  分配的。若要改变这一分配方法, 使  $P_{G1}$  少发  $\Delta P_G$ , 而  $P_{G2}$  多发  $\Delta P_G$ , 则  $(P_{G1} - \Delta P_G) + (P_{G2} + \Delta P_G) = P_L$ 。于是从微增率曲线特性, 可得结论:  $\Delta P_G$  出力的转移, 使得第二台机组燃料消耗的增加量(图1中的面积  $B$ ) 大于第一台机组燃料消耗的减少量(图1中的面积  $A$ ), 即使得两台机总的燃料消耗量增加了。因此, 不按原来等微增率原则分配出力是不经济的。

**等微增率方程式** 当  $n$  台发电机组并列运行向负荷  $P_R$  供电时, 不计线路损失, 则可写出下列功率平衡方程

$$\sum P_i - P_R = 0 \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

式中  $P_i$  为第  $i$  台机组发出的有功功率。

$n$  台机组的总燃料消耗  $F$  为

$$F = \sum F_i(P_i) \quad (2)$$

式中  $F_i$  为第  $i$  台机组发出  $P_i$  有功功率时的燃料消耗。

经济调度的任务是在确保系统功率平衡的条件下, 分配各机组出力, 使总的燃料消耗(或成本)最少。即在满足式(1)的条件下, 求式(2)(目标函数)的极值。按照数学的拉格朗日乘子( $\lambda$ )法, 可以变为求下列辅助目标函数  $L$  的无条件极值。先求  $L$

$$L = \sum F_i(P_i) - \lambda (\sum P_i - P_R) \quad (3)$$

使  $L$  达到极值的条件是对  $P_i$  取偏导数等于零, 于是得出等微增率方程式(5)及式(6)

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda = 0 \quad (4)$$

$$\text{即} \quad \frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \dots = \frac{dF_n}{dP_n} = \lambda \quad (5)$$

以  $b_i$  代  $\frac{dF_i}{dP_i}$ , 则

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n = \lambda \quad (6)$$

式中  $b_1, b_2, \dots, b_n$  为各机组的微增率;  $\lambda$  又称功率平衡乘子, 其值随负荷  $P_R$  而变化。考虑线路损失时的等微增率方程式见网损修正系数。

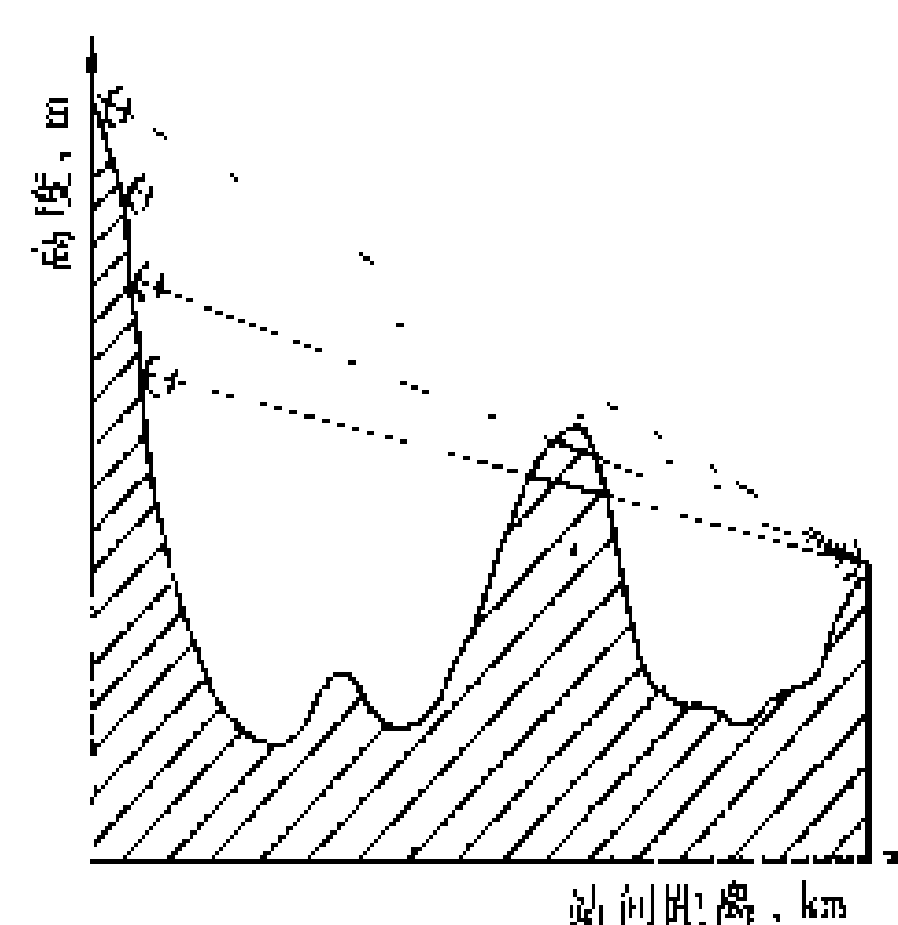
(李朝安)

diancibo chuanbo yuce

**电磁波传播预测** (prediction of electromagnetic wave propagation) 无线电通信系统建立前, 为了解该地区电磁波传播的一般状况, 为建站(选择站址及确定天线高度等)提供通道设计参数, 在一些站段或地区所进行的电磁波传播测试。测试的内容主要有通道(或障碍物)传输损失、衰落深度的估算、障碍物的等效地形参数、站段的等效反射系数、通信站的各类干扰(如雷达、卫星、工业、其他通信系统及自身系统的干扰等)等。

电磁波传播预测的方法是: 使用线路工作频段(或接近的频段)上的收发信设备在相应的地点模拟正常传输状态及衰落状态, 测量有关数据。根据测量项目, 可以采用常规的收信电平测试、改变收发信天线高度以测量电平变动情况的高度试验(见图)以及改变测量频率研究通道干涉特性的试验等。

电磁波传播预测所使用的仪器设备要求有较高的可靠性和



高度试验示意图

稳定性, 并能够在恶劣的环境条件下工作。为了应付各种可能的通道情况, 测试系统要有较高的灵敏度和较



大的电平富余量。

为了提高电磁波预测的精度,测试系统必须进行严格的校准,测试必须认真细致。一般认为,全部测试误差(包括系统误差和人为误差)控制在2 dB以内的测试结果才是有效的,才能够作为通道传播设计的依据。

通过电磁波传播预测能够掌握站段(或地区)的电磁波传播特性,发现通道问题,确保建站后传输通道的畅通。在一些站段(或地区),由于进行了电磁波预测,进一步掌握了通道情况,往往可使设计天线高度下降或将站址迁移到更为有利的地点,或者加长站距、减少站段,甚至使系统结构更为合理,给通信工程带来较高的经济和社会效益。

在不进行实地测试的站段或地区,为了研究通道特性和系统的稳定性,也需对电磁波传播的特性进行理论分析和预估算(即预测)。

(张玉功)

dianci huanwang

**电磁环网** (parallel operation of different voltage lines) 不同电压等级的电力网,通过变压器的磁回路或电与磁的回路连接构成的环网。多数

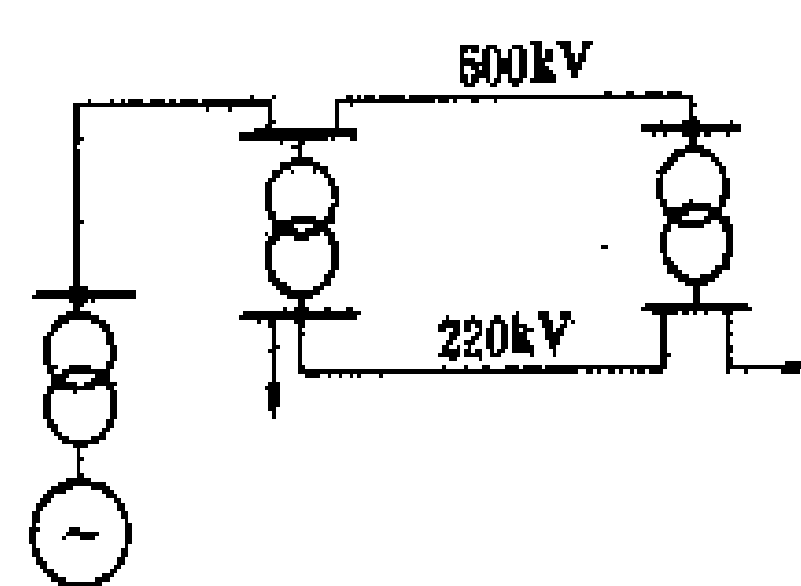


图1 简单电磁环网

电磁环网包含两种电压等级,有的低压侧是较弱的联系,如图1所示。有的低压侧有较强的联系,如图2所示。电磁环网的可靠性较低,当高压输电线故障时,可能

引起联络变压器或低压线路过负荷,甚至引起稳定破坏,对此须采取措施。

电磁环网是电力系统发展过程中的产物,在高一级电压的电力网建设的初期,往往形成电磁环网运行。随着高一级电压电力网的建设,需要有计划地及早打开电磁环网,将原有较低电压电力网解列为区域供电网分区运行。

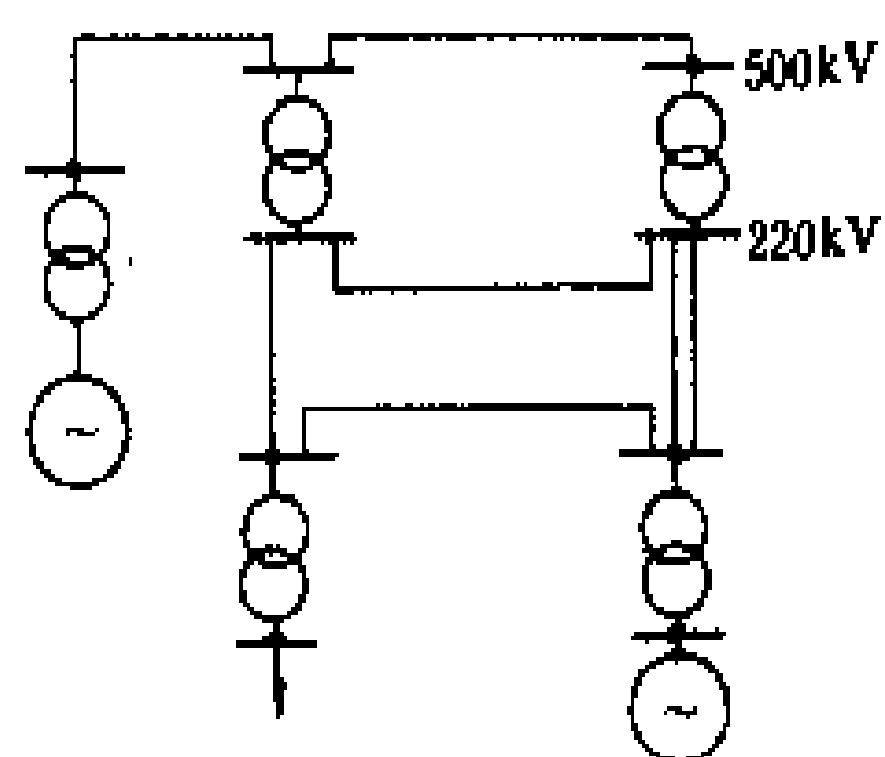


图2 复杂电磁环网

(王满义)

diancixing jidianqi

**电磁型继电器** (electromagnetic relay)

利用输入电路内电流在电磁铁铁芯与衔铁间产生的吸

力作用而工作的一种电气继电器。

**原理** 利用外加电气量在固定的电磁线圈通过电流,控制定向磁场的变化,使位于两磁极间的可动导磁系统位移或偏转,从而使可动系统的动触点与继电器静触点间的相对位置突然改变。其工作原理与电磁型测量仪表类似。

继电器的动作特性以动作安匝表示。使动触点与静触点正常相对位置(如由常开变为闭合)产生突变时的外加电量值称为继电器的动作值,使动触点由动作位置返回至正常位置时的电量值为继电器的返回值。返回值与动作值之比为该继电器的返回系数。对过量型交流继电器一般要求返回系数不低于0.85~0.9;直流继电器的返回系数则颇低。

**主要类型** 共分为交流继电器与直流继电器两大类。

**交流继电器** 有反应单一电气量的电压、电流继电器以及用于交流操作的时间继电器。电压、电流继电器共有过量型与欠量型两种,均为瞬时动作与瞬时返回类型。

**直流继电器** 主要有中间(辅助)继电器、时间继电器与信号继电器三种。直流继电器是由电磁线圈通电与断电决定其工作状态,一般为瞬时动作与瞬时返回型。亦有采取延缓磁场变化措施而构成的延时动作与延时返回型中间继电器。时间继电器在线圈通电后带动钟表机构以实现延时作用。

**用途** 为使用最广的机电型继电器。

**交流继电器** ①电压继电器。低电压继电器用于:与过电流保护配合用作发电机与变压器的后备保护和低压线路保护,电动机保护,按电压降低自动减负荷装置,并在成套保护装置与自动装置中作为基本组成元件。过电压继电器用于:发电机的过电压保护,不接地系统的零序过电压保护以及某些超高压电力网的过电压保护等。以两组电压量构成同步检查继电器用于带同步检定的三相重合闸装置中。②电流继电器。反应故障时电流增大特征的过电流继电器使用极为广泛,如用于不同电压等级线路的相过电流及零序过电流保护,发电机、变压器的后备保护与过负荷监视,并在各种成套保护装置中作为最基本的组成元件。

**直流继电器** 为成套机电型保护装置中必设的组成元件。①中间继电器。用于保护装置的交直流元件触点的增多(重动)、逻辑控制与接通断路器的跳闸线圈回路等。有的要求触点容量及数量,有的要求动作或返回有不大的延时,有的则要求动作的快速性等。②时间继电器。用于保护及安全自动装置中作为基本的定时限元件。③信号继电器。用于保护装置的就地动作表示,并动作于中央控制室的声、光报警信号及事件记录

等。信号继电器可分为并联连接的电压型与串联连接的电流型两种。

(张延龄)

dianci zantai guocheng jisuan

**电磁暂态过程计算** (electromagnetic transient calculation) 用数值计算方法对电力系统中因开关设备操作或故障引起的操作过电压和谐振以及雷电放电引起的大气过电压等电磁暂态现象所进行的计算。电磁暂态过程计算为电力系统和设备的绝缘设计,保护系统和装置的合理配置以及参数的正确选择提供依据。

**电磁暂态过程计算的数学模型** 电力系统的电磁暂态过程受输电线路分布参数特性和参数的频变特性,发电机的电磁和机电暂态过程,以及一系列元件(避雷器、变压器、电抗器等)非线性特性的影响。借助于计算机程序,用数值计算方法求解电磁暂态过程,必须建立这些元件和系统的代数或微分、偏微分方程,即计算所用的数学模型。

**输电线路模型** 单根无损线的波动方程为式(1)和式(2)

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (1)$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \quad (2)$$

式中波速  $a=1/\sqrt{L_0 C_0}$ ,  $L_0$  和  $C_0$  为单位长度导线的电感和电容,  $x$  为任一点与送端间的距离。这一方程式的解为式(3)和式(4)

$$i = F(x-at) - f(x+at) \quad (3)$$

$$u = ZF(x-at) + Zf(x+at) \quad (4)$$

$F$  和  $f$  是根据边界条件和初值条件决定的任意函数,波阻抗  $Z = \sqrt{L_0/C_0}$ 。  $F(x-at)$  为前行波,  $f(x+at)$  为反行波。由式(3)和式(4)可以得到前行特征方程(5)和反行特征方程(6)

$$u + Zi = 2ZF(x-at) \quad (5)$$

$$u - Zi = 2Zf(x+at) \quad (6)$$

对于前行波来说,如果  $(x-at)$  不变,  $u+Zi$  就不变。设想一观察者沿  $x$  方向以波速  $a$  与行波一起前进,由于  $(x-at)$  是常数,他所看到沿线任一点的  $u+Zi$  也是常数。这样,行波在  $(t-\tau)$  时刻从线路  $k$  端出发时看到的  $u_k(t-\tau) + Zi_{km}(t-\tau)$  等于  $\tau$  时刻以后到达线路  $m$  端时看到的  $u_m(t) + Z[-i_{mk}(t)]$ 。  $\tau$  为行波从  $k$  到  $m$  的传播时间。由此得到

$$i_{mk}(t) = \frac{1}{Z} u_m(t) + I_m(t-\tau) \quad (7)$$

$$I_m(t-\tau) = -\frac{1}{Z} u_k(t-\tau) - i_{km}(t-\tau) \quad (8)$$

同理,根据反行特征方程可以得到

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z} u_k(t) + I_k(t-\tau) \quad (9)$$

$$I_k(t-\tau) = -\frac{1}{Z} u_m(t-\tau) - i_{mk}(t-\tau) \quad (10)$$

由式(7)和式(9)可得到单根无损线的暂态等值计算电路,通常称为贝杰龙等值计算电路。等值电阻  $Z$  等于波阻抗,等值电流源  $I$  根据  $(t-\tau)$  时刻线路两端的电压和电流计算而得。等值计算电路的特点是线路两端在网络拓扑上无联系。处理有损线路时可以近似地把线路上的电阻作为集中电阻元件分段串联接入,每段线路仍作为分布参数无损线。处理多导线输电线路波过程的基本方法是运用矩阵特征值和特征向量原理,通过矩阵相似变换,将相域中有耦合的波动方程转换成模域中互相独立的波动方程,每一模量方程用单导线波动方程分别求解,得到模量上的波过程解以后再反变换到相量,以得到实际多导线系统的相量上波过程解。

由于导线和大地在交变电磁场的作用下的集肤效应使线路的电阻和电感成为频率的函数,计算参数随频率变化的线路暂态时,要求在频域写出线路方程并求解,然后再反变换到时域计算。

贝杰龙数值计算方法也适用于由  $L$ 、 $C$ 、 $R$  的  $\Pi$  型回路组成的变压器或发电机等值网络,以研究其绕组内部的波过程。

**集中电感、电容等值计算电路** 集中储能元件电感和电容上的暂态电压和电流可以用常微分方程式描述。利用数值积分方法,将积分形式的微分方程式转换为代数方程式,式中包含等值计算电阻及由前一步长时刻该元件中电流及端电压值决定的等值电流源。利用梯形积分法,可得到两端为  $k$  和  $m$  的电感元件上电压与电流的关系为

$$i_{km}(t) = \frac{1}{R_L} [u_k(t) - u_m(t)] + I_L(t-\Delta t) \quad (11)$$

式中  $R_L$  为电感  $L$  的等值计算电阻,  $R_L = 2L/\Delta t$ ;  $I_L$  为等值电流源,  $I_L(t-\Delta t) = i_{km}(t-\Delta t) + \frac{1}{R_L} [u_k(t-\Delta t) - u_m(t-\Delta t)]$ , 它由前一时步的结果算出。同样,利用梯形积分法得到两端为  $k$  和  $m$  的电容元件上电压与电流的关系为

$$i_{km}(t) = \frac{1}{R_C} [u_k(t) - u_m(t)] + I_C(t-\Delta t) \quad (12)$$

式中  $R_C$  是电容  $C$  的等值计算电阻,  $R_C = \Delta t/2C$ ;  $I_C$  为等值电流源。式(11)和式(12)分别为电感和电容的等值计算电路。处理多相有耦合电路时,将等值计算电路中的标量以矩阵量代替。

**发电机模型** 模拟同步电机的详细程度与所研究

的暂态类型有密切的关系。简单的同步电机模型为次同步电抗  $x_d'$  之后的电压源  $E''$ 。它对暂态扰动头几个周波的研究有足够的精度。另一种模型是  $x_d'$  之后的  $E'$ ，它一般只适用于简化的稳定研究。详细的同步电机模型用 7 个绕组模拟，包括定子上三相绕组，转子直轴上励磁和阻尼绕组，交轴上阻尼和涡流绕组。如果要求同时研究发电机与电力系统的暂态过程，在计算中不能忽略电机方程中定子磁链的微分项，也不能将旋转电动势项中的转子速度看作常数。在有些长过程的研究中，例如次同步振荡，还要计及发电机组电磁与机械间的相互作用。发电机组的机械动态模拟是将机组转子视为一质量-弹簧系统，每一质量块有自身的转动惯量，是一刚性体，与邻近质量块之间通过弹性系数作用，并计及自身及相互间的阻尼。

**电磁暂态过程计算的基本解法** 电磁暂态计算是在离散的时间点  $\Delta t, 2\Delta t, \dots, n\Delta t$  上求解各元件上的电压或电流值。在元件等值计算电路的基础上，将网络的暂态计算变成在各离散时间点上直流电阻网络的计算。一个有  $n$  个节点的网络可由  $n$  个线性代数方程式形成的节点方程组表示

$$Gu(t) = i(t) - I \quad (13)$$

式中  $G$  为由网络中等值计算电阻形成的节点电导矩阵； $u(t)$  为节点电压列向量， $I$  为由  $(t - \Delta t)$  时刻的电压和电流值计算而得到的等值电流源列向量。如果将网络分成两块，未知电压的节点属于块 A，已知电压的节点属于块 B，由式 (14) 求出未知电压为

$$G_{AA}u_A(t) = i_A(t) - I_A - G_{AB}u_B(t) \quad (14)$$

在初值计算的基础上，对于每一时步可以计算出式 (14) 的右端量，并从线性方程组解出  $u_A(t)$ 。

**电磁暂态计算程序** 目前国际上普遍采用的是电磁暂态计算程序 EMTP (electromagnetic transients program)，特点是能够计算具有集中参数元件与分布参数元件的任意网络中的暂态过程。程序中采用的模型及计算方法均与现场试验的结果校核比较，对计算机型的适应性强，求解速度快，精确度能满足工程计算的要求。1987 年以来，EMTP 的版本更新工作在多国合作的基础上继续发展。

#### 参考书目

道梅尔著，电力系统电磁暂态计算理论，李永庄等译，北京：水利电力出版社，1991

(李永庄)

dianji zilici

**电机自励磁** (self-excitation of electrical machines)

同步发电机与具有串联电容补偿的输电线路或带空载长输电线路相连以及异步电动机或

同步电动机与具有串联电容补偿的输电线路相连，当满足一定条件时发生的参数谐振现象。电机自励磁包括同步发电机自励磁和异步电动机自励磁。电机发生自励磁时，即使在发电机仅有剩磁的情况下，机端电压也会升高而损坏绝缘，也可能使电机发生机械振动和温度增加，以致损毁设备。

**同步发电机自励磁** 可分为同步自励磁和异步自励磁。

**同步自励磁** 只有凸极同步电机(水轮发电机)才有可能发生同步自励磁。凸极发电机的直轴电抗  $X_d$  和横轴电抗  $X_q$  不相等，当凸极电机同步运行时，电机的同步电抗在  $X_d$  和  $X_q$  之间变化。此时，如电机机端接有较大容性负载(如有串联电容补偿的输电线路、空载长输电线路等)，则可能发生自励磁。这种自励磁又称凸极同步自励磁。同步自励磁的自励区的公式为

$$\left( X_c - \frac{X_d + X_q}{2} \right)^2 + R^2 = \left( \frac{X_d - X_q}{2} \right)^2$$

式中  $X_c$  为线路容抗， $R$  为回路总电阻。上式已将变压器及线路的感抗忽略，实际计算时应予加入。

**异步自励磁** 凸极和隐极同步发电机都可能发生异步自励磁。发生异步自励磁时，发电机同步电抗在直轴瞬变电抗  $X_d'$  与横轴电抗  $X_q$  之间变化，并与线路容抗  $X_c$  发生谐振。此谐振在发电机中所形成的旋转磁场的转速略低于同步转速，因此，其所引起的自励磁为异步自励磁。异步自励磁的自励区的公式为

$$\left( X_c - \frac{X_d' + X_q}{2} \right)^2 + R^2 = \left( \frac{X_q - X_d'}{2} \right)^2$$

**抑制发电机自励磁的措施** 同步自励磁电压上升速度较慢，而异步自励磁电压上升速度很快，靠自动调节励磁不能起到限制的作用，必须采取其他措施。抑制异步自励磁的措施主要有以下几点。

(1) 设计电力系统时，应对各种运行方式下发生自励磁的可能性进行计算，并考虑防止措施；

(2) 对可能发生自励磁的部分系统加装并联电抗器；

(3) 限制电力系统某些易于发生自励磁的运行方式的出现；

(4) 在线路串联电容器两侧接入并联电阻或非线性可控电抗器；

(5) 加装过电压保护。

**异步电动机自励磁** 在配电线路采用串联电容补偿时，在 380V 侧的异步电动机可能发生自励磁现象。

**抑制异步电动机自励磁的措施** 可以归纳如下几点。

(1) 对有串联电容补偿的线路发生自励磁可能性进行计算，查明各种参数的影响，避免自励磁发生；

(2) 在串联电容两侧接入并联电阻或非线性可控电抗器;

(3) 在电动机定子回路接入电阻 (正常时退出)。

#### 参考书目

高景德, 郭永基. 串联电容引起的电动机自激. 北京: 科学出版社, 1978

陈维贤. 电力系统内部过电压. 北京: 中国工业出版社, 1965

(郭永基)

diankang jidianqi

**电抗继电器** (reactance relay) 见距离继电器。

dianli bumen kekaoxing feiyong

**电力部门可靠性费用** (electric utility reliability cost) 电力部门为提高供电可靠性所支出的费用。

电力设备可靠性费用及其经济评价 电力设备可靠性费用包括发、输和配电设施的可靠性费用, 一般包括检修费用、替代电量成本差和备用容量投资。电力设备特别是发电设备 (包括升压变压器及与发电有密切关系的设备), 其强迫停运率对经济性有重大影响。

(1) 检修费用。对于某一项具体的电力设备, 其检修费用为一项等年值费用, 估算公式如下

$$RC_1 = C_F \lambda S_F = C_F P$$

$$P = \lambda S_F$$

其中  $RC_1$  为等年值检修费, 元;  $\lambda$  为该设备的故障率, 次/(台·a);  $C_F$  为等年值平均检修费用, 元;  $S_F$  为运行系数=运行小时 (SH)/统计时间小时 (PH);  $P$  为年故障次数期望值; SH 为年运行小时, h; PH 为年统计期间小时, h。

(2) 替代电量费用。当一台电力设备, 如发电机或其升压主变压器故障停运时, 为了保持连续供电, 由这台机组在整个故障期间发出的电量必须由其他备用机组 (一般是经济性较差的机组) 替代, 这就发生了替代电量费用。计算公式如下

$$RC_2 (\text{替代电量费用}) = \Delta e \times C_G \times OF \times MTTR \times \lambda \times S_F$$

$$= \Delta e \times C_G \times MTTR \times P$$

$$P = \lambda \times SH \times OF$$

其中  $\Delta e$  为替代电量成本差, 元/(kW·h);  $C_G$  为停运容量, kW; OF 为停运电源出力系数,  $OF = \frac{\text{年发电量}}{C_G \times SH}$ , kW·h/(kW·h); MTTR 为平均检修时间, h。

(3) 备用容量投资。电力系统中电力设备发生故障后将造成系统电源可用容量的不足, 为了保持规定

的可靠性水平, 必须增设备用电源。根据 L. L. 加弗 (L. L. Garver) 公式, 在确定可靠性水平后, 所需发电机组的备用容量为

$$\text{备用容量 } R = m \ln(1 - \text{FOR} + \text{FOR} \times e^{\frac{C}{m}})$$

式中  $C$  为被考虑的发电机组的铭牌容量, kW;  $m$  为系统可靠性水平所决定的特征值, kW; FOR 为该机组的强迫停运率。

根据该机组的 FOR 值和选定方案所需的备用容量, 计算出备用容量差值  $\Delta R$ , 则备用容量投资  $C_3$  为

$$C_3 = C_R \times \Delta R$$

式中  $C_3$  为一次性投资费用, 元;  $C_R$  为单位千瓦备用容量装机投资, 元/kW。

(4) 总的可靠性费用。从以上三项费用可以求得电力设备总的可靠性费用如下

$$\text{等年值总费用 } C_V = RC_1 + RC_2 + C_3 \times FCR$$

式中 FCR 为备用装机投资折算为等年值的系数, 即固定折年率。若用等值总投资  $C_1$  表示, 则

$$C_1 = \frac{RC_1 + RC_2}{FCR} + C_3$$

根据上述公式可求得不同方案的  $C_V$  或  $C_1$ , 即可对不同方案进行经济评价。

配电系统可靠性费用和经济评价 为提高配电系统供电的可靠性往往需要对线路或开关设备进行改进或增加新的设施。一般只考虑改进或新增设施的投资和营业、管理和运行费用 (包括最小投资收益率、折旧、各种税款、大修费、故障修理费、运行维护和保修费等) 并根据这些经济数据进行成本、效益分析计算, 计算步骤如下4步。

(1) 现有系统的经济计算。根据现有系统的故障参数 ( $\lambda$ 、MTTR、每一千瓦的停电损失等), 计算出每年的停电损失, 然后根据设备的寿命期限和最小投资收益率 (见最小投资收益率) 计算整个寿命期的岁收需量现值  $PWRR_1$  (见最小可接受岁收需量)。

(2) 改进后系统的经济效益计算。根据新增线路或设备的故障参数, 计算出每年停电损失, 然后根据设备的寿命期限和新的最小投资收益率计算出新的整个寿命期限内的岁收需量现值  $PWRR_2$ 。

(3) 计算新增设备投资及其营业、管理和运行费用, 求出其新增投资的最小年岁收需量并计算出其现值需量  $PWRR_3$ 。

(4) 改进后的效益计算

$$\text{减少的停电损失 } \Delta C = PWRR_1 - PWRR_2$$

$$\text{改进后的净得益} = \Delta C - PWRR_3$$

$$\text{效益成本比} = \Delta C / PWRR_3$$

可靠性费用来源 电力部门的可靠性费用可以从基建投资、大修费用、更新改造资金、用户集资解决或



由附加电费中收取。

#### 参考书目

Munasinghe M. The Economics of Power System Reliability Planning Theory and Case Study. Johns Hopkins University Press, 1977

(吴克昌)

dianli diaodu fanshigu cuoshi

### 电力调度反事故措施 (anti-failure measures)

电力系统调度部门, 根据主干网络结构、运行方式和继电保护状况, 并考虑某些易于发生的由于人员过失及气候恶劣而造成的系统事故, 事先制定的防范对策和紧急处理办法。调度反事故措施是电力系统反事故措施的一部分, 主要内容一般有: 防止系统稳定破坏的措施; 防止设备和线路过负荷的措施; 防止继电保护装置误动、拒动的措施; 防止调度人员错误发布指令的措施等。

**防止系统稳定破坏的措施** 系统稳定破坏对系统影响大, 可能造成大面积停电, 因此防止稳定破坏是调度反事故措施的重点。防止措施主要有: ①预防系统失步的措施。可分为系统正常时的预防失步措施和系统出现异常或发生故障时的预防失步措施。正常运行时的预防失步主要措施是控制输电线路的潮流不超过规定的极限; 减少在雷雨、大雾等地区主干输电线路的潮流; 当系统运行频率、电压超出允许偏差范围时, 控制调整发电和供电负荷; 保持系统快速保护与安全自动装置及保持系统稳定的自动装置正常投入运行。系统出现异常或发生故障时的预防失步措施有发电机强制励磁, 电气制动, 汽轮发电机快速控制汽门, 发电厂切机, 切负荷等。有的电力系统已由计算机进行分散或集中控制。②系统失步时的处置措施。当电力系统由于某种原因发生失步时, 若无可靠的处置措施, 其影响会波及全系统, 甚至导致电力系统瓦解。所以应采取措施有: 调整失步的两部分频率实现再同步, 若不能同步则将失步的两部分解列, 然后经过调整达到同步后再恢复并列。所以电力系统调度部门要进行系统稳定计算, 根据计算结果, 选择出预定的电力系统解列点, 在解列点上装设失步解列装置。解列点一般选择在: 各系统之间的联络线上; 长距离输电线路的中间开关(或受电变电所)处; 上一级电压系统和下一级电压系统的连接点及主干网络的主要节点上。

**防止设备和线路过负荷的措施** 采取的主要措施有: ①编制合理的运行方式。潮流计算是编制运行方式的一项重要内容, 计算的一个重要目的就是要使电力系统在正常运行状态时, 电气设备和线路电流不超过额定值。②实时监测和及时调整潮流。系统运行值班人

员(值班调度员和发电厂、变电所电气值班人员)根据仪表和远动自动装置监测的潮流变化情况、电气设备电流的大小及过负荷报警信号, 调整发电机组出力, 并列或解列能快速起停的机组(如水轮机组、燃汽轮机组), 若有必要, 还可改变局部运行方式。③设置线路过负荷自动快速降出力、自动切机和自动切负荷等装置。④发电机、调相机、变压器装设各类过负荷保护。

**防止继电保护装置误动和拒动的措施** 通常造成继电保护误动、拒动的原因主要是设备故障和人员过失两个方面。为防止因其误动、拒动而扩大系统事故, 在设备方面采取的主要措施是: 对电力系统主干输电线路和重要电气设备的主保护装置采用多重化; 提高后备保护装置的性能和可靠性; 对继电保护和安全自动装置进行定期检验并及时处理缺陷; 随着电力系统的发展, 更新改造已经不相适应的继电保护和安全自动装置。防止由于人员过失造成继电保护装置误动、拒动的措施主要是: 加强继电保护装置整定值的管理; 加强继电保护工作人员的培训, 提高人员的技术素质和工作责任心; 制定现场值班人员对继电保护装置进行检查、清扫、操作等工作时的反事故措施; 严格执行有关继电保护现场调试、施工等工作的安全制度。

**防止调度人员错误发布命令的措施** 包括的内容有: ①日运行方式中的反事故措施; ②设备检修批答反事故措施; ③防止错拉闸措施; ④值班调度员反事故预想; ⑤反事故演习, 利用调度员培训仿真系统或人工电话模拟演习, 提高调度人员处理系统事故的能力。

电力调度反事故措施, 因电力系统的安全稳定程度不同而有不同的侧重点。从发展看, 一部分人工的措施将逐步为自动化监控措施所代替。

#### 参考书目

太田宏次著. 电力系统的保护与控制, 王春生译. 北京: 电力工业出版社, 1981

(李本智)

dianli fuhe dianya ji pinlu texing

### 电力负荷电压及频率特性 (voltage and frequency characteristics of load) 见负荷静态特性及负荷动态特性。

dianli tuhe fenlei

**电力负荷分类 (load category)** 电力负荷按不同要求所进行的分类。一般可根据需要从物理性能、电能生产、供给和销售过程、用电性质和所属行业、负荷在电力系统中的分布以及按时间和重要性等进行分类。

按物理性能分类 分为有功和无功负荷。有功负

荷把电功率转换为其他形式的功率,是在用电设备中实际消耗的功率。无功负荷一般由电路中储能元件(电感或电容)引起。在系统规划设计中,需同时满足有功及无功负荷的要求。

按电能的生产、供给和销售过程分类 分为发电负荷、供电负荷和用电负荷。系统的发电负荷是指某一时刻电力系统内各发电厂实际发电出力之总和。发电负荷减去各发电厂厂用负荷后,就是系统的供电负荷。它代表了由发电厂供给电力网用的电力。供电负荷减去电力网中线路和变压器中的损耗后,就是系统的用电负荷,也就是系统内各个用户在某一时刻所耗电力的总和。

在系统规划设计中,用发电负荷进行电力平衡,一般用厂用电率计算发电厂耗用的厂用电,用线损率来计算线路和变压器等电力设备的电力损失。厂用电率是厂用电负荷占本厂额定发电出力的百分数,不同电厂的厂用电率不尽相同,热电厂一般为12%左右,单机容量在5万kW及以上的凝汽式电厂为6%~8%;水电厂为0.1%~1%;小型凝汽式电厂(单机容量在2.5万kW以下)为11%左右;核电厂为5%~8%。线损率是指线路及变压器等电力设备中的电力损失占供电负荷的百分数,一般为5%~10%。

按用电性质和所属行业分类 过去中国用电负荷分类按用电性质可分为农村用电,工业用电,交通运输用电和市政生活用电4大类。目前各国一般按行业分类,可分为国民经济行业用电和城乡居民生活用电。

按负荷在电力系统中的分布分类 可分为变电所负荷、分区负荷及全系统负荷。在系统设计中变电所负荷用来进行电力网方案设计和主变压器选择,分区负荷用来确定地区间的功率交换,全系统负荷用来确定全系统所需的装机容量。但是,由于各用户(变电所、地区)的最大负荷不可能在同一时刻出现,因此在求出各供电范围负荷的总和后乘以同时率才是变电所、分区及全系统的综合用电最大负荷。同时率是变电所或分地区或全系统的综合最大负荷与相应各用户最大负荷总和的比值。它的大小与电力用户的多少、各用户的用电特点有关。对地区之间或系统之间,一般为0.9~0.95,各用户之间为0.85~1.0,用户特别多时为0.7~0.85。

按时间分类 可分为年、月、周、日负荷,分别表示每年、每月、每周、每日的最大负荷,以便确定系统所需的装机容量,水、火电厂的运行方式和省区间的交换功率及进行可靠性计算。

按负荷的重要性分类 分为重要负荷和一般负荷。凡供电中断后造成严重后果的,如中断供电将造成人身伤亡,引起环境严重污染,在经济上造成重大损

失,使重大设备损坏或连续生产过程长期不能恢复,给社会生活造成重大影响的用户称为重要负荷。

(陈淑真)

dianli fuhe yuce fangfa

**电力负荷预测方法** (load forecasting method) 运用相关和外推理论,预测电力用户的需电量和最大负荷。需电量的主要预测方法有用电单耗法、

电力弹性系数法、回归分析法、时间序列法、综合用电水平法和负荷密度法等。最大负荷预测方法主要有最大负荷利用小时数法、同时率法等。负荷预测方法虽各有特点,但其基本步骤却是一致的:①考察负荷的实际资料,如负荷与国民经济生产增长率,负荷与设备投资,人口增长与时间序列发展间的关系,各类用电负荷的单耗可能变化动向等;②对考察的资料进行相关和回归分析,并外推到未来求出预测值;③对影响预测值的不确定因素,作灵敏度分析。

**需电量的预测方法** 包括用电单耗法、电力弹性系数法、回归分析法、时间序列法、综合用电水平法和负荷密度法等。

**用电单耗法** 将预测期的产品产量(或产值)乘以用电单耗,可得所需要的用电量,按下式计算

$$E = \sum_{i=1}^n \theta_i m_i$$

式中  $E$  为某行业预测期的需电量;  $\theta_i$  为各种产品产量(产值)的用电单耗;  $m_i$  为各种产品产量(或产值);  $n$  为计算的行业的企业数。

**电力弹性系数法** 电力弹性系数是用电量的平均年增长率与国民生产总值(或社会总产值)平均年增长率的比值,该系数从客观上反映电力发展速度与国民经济发展速度的相对关系。美国、苏联、法国1971~1980年的电力弹性系数分别为1.26、1.16和1.59;中国1978~1990年的电力弹性系数为0.943。一般可以根据历史统计的资料进行分析预测规划期的弹性系数。世界银行能源部对15个发展中国家(包括中国、印度、巴基斯坦、南斯拉夫、埃及、巴西、阿根廷、哥伦比亚等)电力弹性系数分析预测,结果认为这些国家的综合电力弹性系数在1995年以前为1.27,中国为1.2以上。当预测出电力弹性系数后,可按按下式来预测未来的需电量

$$E_n = E_0 (1 + K\beta)^n$$

式中  $E_n$  为预测期末的需用电量;  $E_0$  为预测初期的需用电量;  $K$  为规划期的电力工业弹性系数;  $n$  为计算期年数;  $\beta$  为国民生产总值平均年增长速度。

**回归分析法** 在统计上又称为相关分析法。它利用数理统计原理,对大量的统计数据进数学处理,并



确定用电量与某些自变量之间的相关关系，建立一个相关性较好的数学模式即回归方程，并加以外推，用以预测今后的用电量。回归分析法包括一元线性、多元线性和非线性回归法。一元线性回归方程以  $y=a+bx$  表示，式中  $x$  为自变量； $y$  为因变量； $a$ 、 $b$  为回归系数。多元线性回归方程为  $y=a_0+a_1x_1+a_2x_2+\cdots+a_nx_n$ 。非线性回归方程因变量与自变量不是线性关系，如  $y=a+bx^*$  等，但经过变换后仍可转换为线性回归方程。

根据历史数据，选择最接近的曲线函数，然后用最小二乘法使其偏差之平方和为最小，求解出回归系数，并建立回归方程。然后再用相关系数检验，认为合格后，则回归方程是有意义的，并可算出回归方程的标准偏差，作出回归方程所预测结果的可信度。

时间序列法 根据历史统计资料，总结出电力负荷发展水平与时间先后顺序的关系。即把时间序列作为一个随机变量序列，用概率统计的方法，尽可能减少偶然因素的影响，得出电力负荷随时间序列所反映出来的发展方向与趋势，并进行外推，以预测未来负荷发展的水平。简单平均法、加权平均法和滑动平均法等都属于时间序列法。

综合用电水平法 按照预测的人口数及每人平均耗电量来预测居民总用电量。（见城乡居民生活用电）

负荷密度法 根据对不同规模城市的调查、参照城市发展规划、人口规划、居民收入水平增长情况等，用每平方千米面积用电千瓦时数来测算城乡负荷水平。

在中长期需用电量预测中，不确定因素较多，宜采用多种方法进行预测，以利于互相校验。最后由预测人员根据经验作出判断和选择。

最大负荷值预测方法 当已知规划期的负荷需用电量后，一般可用下列方法预测最大负荷值。

(1)最大负荷利用小时法。可用下式来预测规划期的最大负荷

$$P_{\max}=\frac{E}{T_{\max}}$$

式中  $P_{\max}$  为预测期最大负荷； $E$  为预测期需用电量； $T_{\max}$  为年最大负荷利用小时数。各系统的年最大负荷利用小时数可根据历史统计资料分析确定。

(2)同时率法。用所求各供电地区的最大负荷之和乘以同时率（见电力负荷分类），得到整个系统的综合供电最高负荷，再加上整个系统的线损和厂用电后，就可以求得整个系统的发电最大负荷。

（陈淑真）

dianliwang dengzhi dianlu

电力网等值电路 (equivalent circuit of elec-

tric power network) 由电力网各元件等值电路连接组成的电力网接线电路。

制定电力网等值电路是进行电力系统计算分析的必要准备工作。建立正确的、满足计算分析要求的电力网等值电路是保证计算分析结果正确的重要前提。输电线路和变压器是电力网的主要元件，它们的等值电路是电力网等值电路的主要组成部分。在制定多电压级电力网等值电路时，网络参数需进行电压级的归算。为保证归算的准确和使结果更为直观，通常采用标么值表示的方法。

电力线路的等值电路 三相对称的电力线路可用单相线路来等值。线路始端（设标号为1）和末端（设标号为2）之间电压电流的关系可用两端口或四端网络方程式来描述

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1)$$

长度不超过100 km 的 220 kV 架空线路可视为短线路。一般短线路的线路导纳可略去不计。等值电路中串联的线路总阻抗  $Z=R+jX$ （见图1）。相应于式（1）的四端网络通用常数

图 1 短线路的等值电路

$$\left. \begin{aligned} A &= 1; & B &= Z \\ C &= 0; & D &= 1 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

长度为100~300 km 的 220 kV 架空线路和不超过100 km 的电缆线路为中等长度线路。其等值电路有  $\Pi$  形和 T 形两种形式，如图2（a）、（b）所示。其中常用的是  $\Pi$  形等值电路。在  $\Pi$  形等值电路中，除串联的线路总阻抗  $Z=R+jX$  外，还将线路的总导纳  $Y=jB$  分为两半，分别并联在线路的始端和末端。在 T 形等值电路中，线路的总导纳集中在中间，而线路的总阻抗则分为两半，分别串联在它的两侧。 $\Pi$  形等值电路的四端网络通用常数

$$\left. \begin{aligned} A &= \frac{ZY}{2} + 1; & B &= Z \\ C &= Y \left( \frac{ZY}{4} + 1 \right); & D &= \frac{ZY}{2} + 1 \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

T 形等值电路的四端网络通用常数

$$\left. \begin{aligned} A &= \frac{ZY}{2} + 1; & B &= Z \left( \frac{ZY}{4} + 1 \right) \\ C &= Y; & D &= \frac{ZY}{2} + 1 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

长度超过300 km 的 220 kV 架空线路和超过100 km 的电缆线路为长线路。其等值电路仍可用图2所示





的  $\Pi$  形和 T 形电路图表示, 但需计入分布参数特性, 电路图中分别以  $Z'$ 、 $Y'$  代替集中参数阻抗  $Z$ 、导纳  $Y$ 。对  $\Pi$  形等值电路

$$\left. \begin{aligned} Z' &= Z_c \sinh \gamma L \\ Y' &= \frac{1}{Z_c} \frac{2(\cosh \gamma L - 1)}{\sinh \gamma L} \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

对 T 形等值电路

$$\left. \begin{aligned} Z' &= Z_c \frac{2(\cosh \gamma L - 1)}{\sinh \gamma L} \\ Y' &= \frac{1}{Z_c} \sinh \gamma L \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

两种等值电路的四端网络通用常数

$$\left. \begin{aligned} A &= \cosh \gamma L, & B &= Z_c \sinh \gamma L \\ C &= \frac{\sinh \gamma L}{Z_c}, & D &= \cosh \gamma L \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

式 (5)、式 (6)、式 (7) 中  $Z_c = \sqrt{Z_1/Y_1}$ ,  $\gamma = \sqrt{Z_1 Y_1}$ , 分别称为线路的特性阻抗和传播常数;  $Z_1$ 、 $Y_1$  分别表示单位长度线路的阻抗和导纳;  $L$  为线路长度。

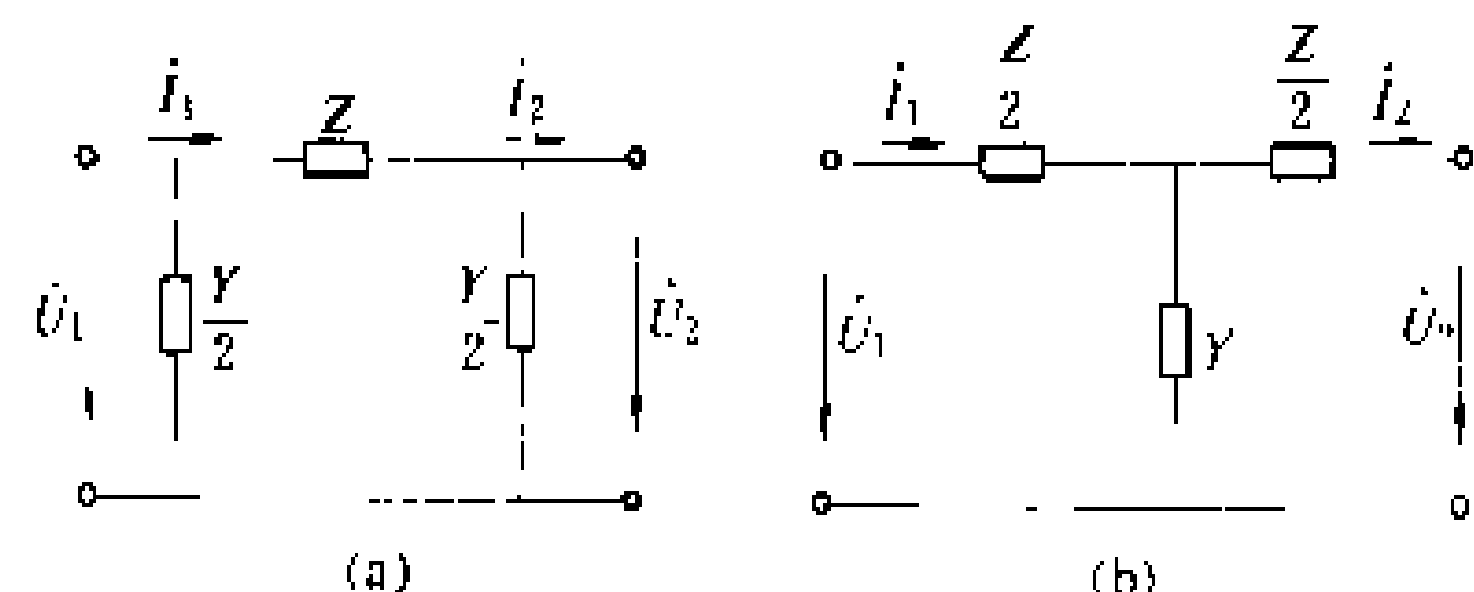


图 2 中、长线路的等值电路  
(a)  $\Pi$  形等值电路; (b) T 形等值电路

变压器等值电路 双绕组变压器的  $\Gamma$  形等值电路如图 3 所示。图中  $R_T + jX_T$  为变压器高低压两个绕

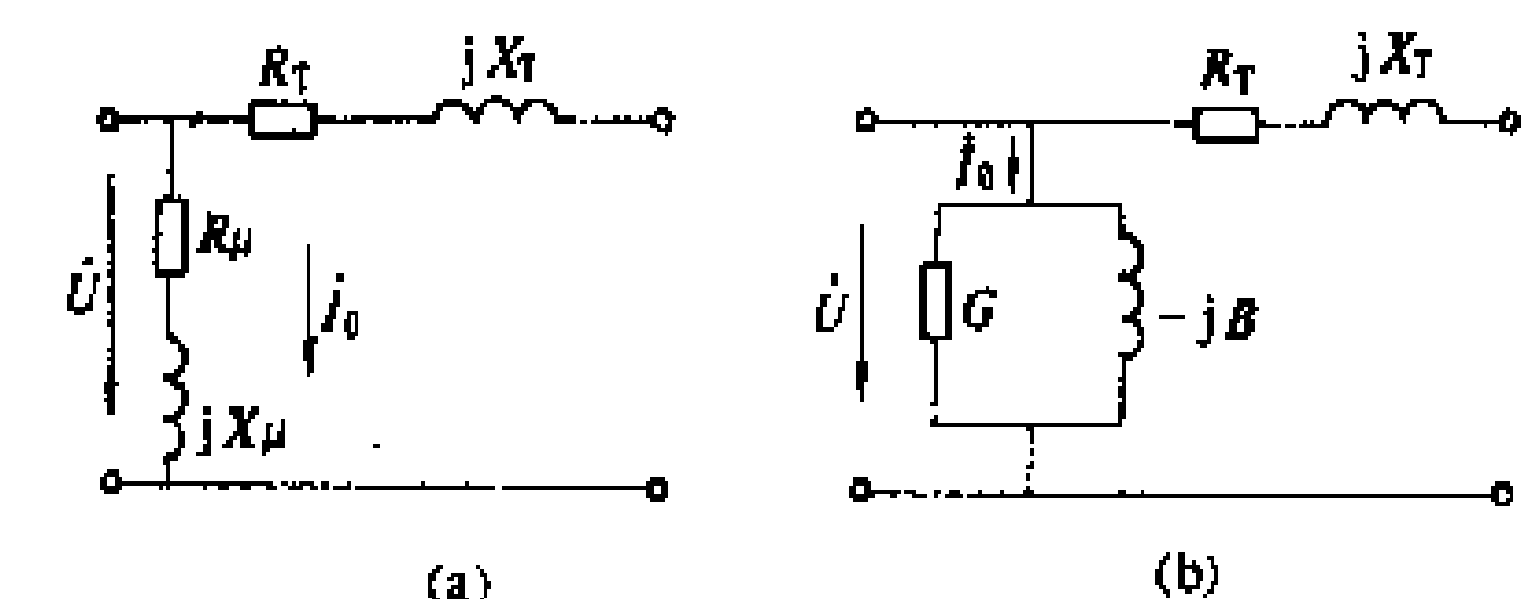
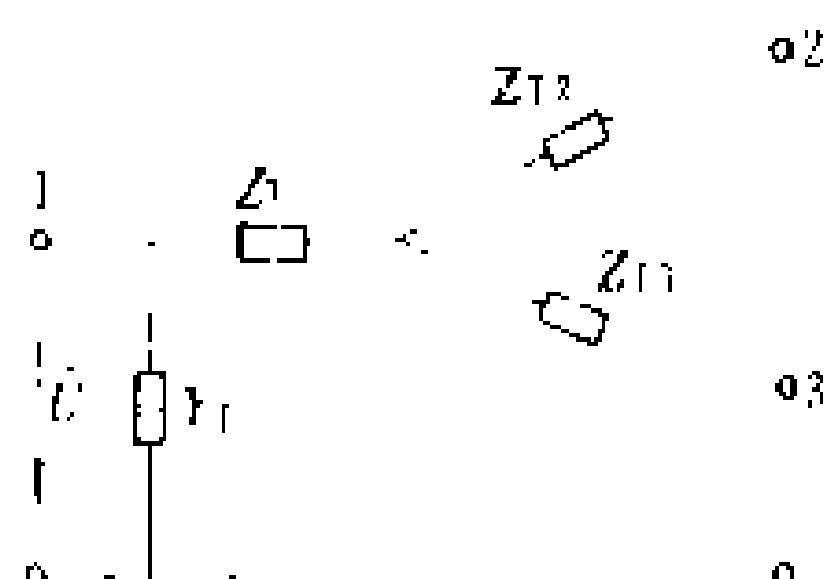


图 3 双绕组变压器的等值电路

(a) 励磁支路以阻抗表示时; (b) 励磁支路以导纳表示时

组的阻抗, 其中  $R_T$  为电阻,  $X_T$  为漏电抗。 $Z_p = R_p + jX_p$  为励磁支路阻抗。图中  $G - jB$  是以导纳形式表示的励磁支路,  $G$  为电导,  $B$  为电纳。

三绕组变压器的等值电路如图 4 所示。图 4 三绕组变压器的等值电路 图中  $Z_{T1} = R_{T1} + jX_{T1}$ ,  $Z_{T2} = R_{T2} + jX_{T2}$ ,  $Z_{T3} = R_{T3} + jX_{T3}$  分别为 3 个绕组的阻抗,  $Y_T$  为励磁支路的导纳。



在不计变压器励磁回路时, 变压器的等值电路只由绕组阻抗  $R_T$  和  $X_T$  串联回路组成。考虑变压器的非额定变比可在串联回路中增加一变比为  $K$  的理想变压器, 如图 5 (a) 所示。相应的四端网络  $\Pi$  形等值电路见图 5 (b), 四端网络方程为

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{K} & KZ_T \\ 0 & K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \quad (8)$$

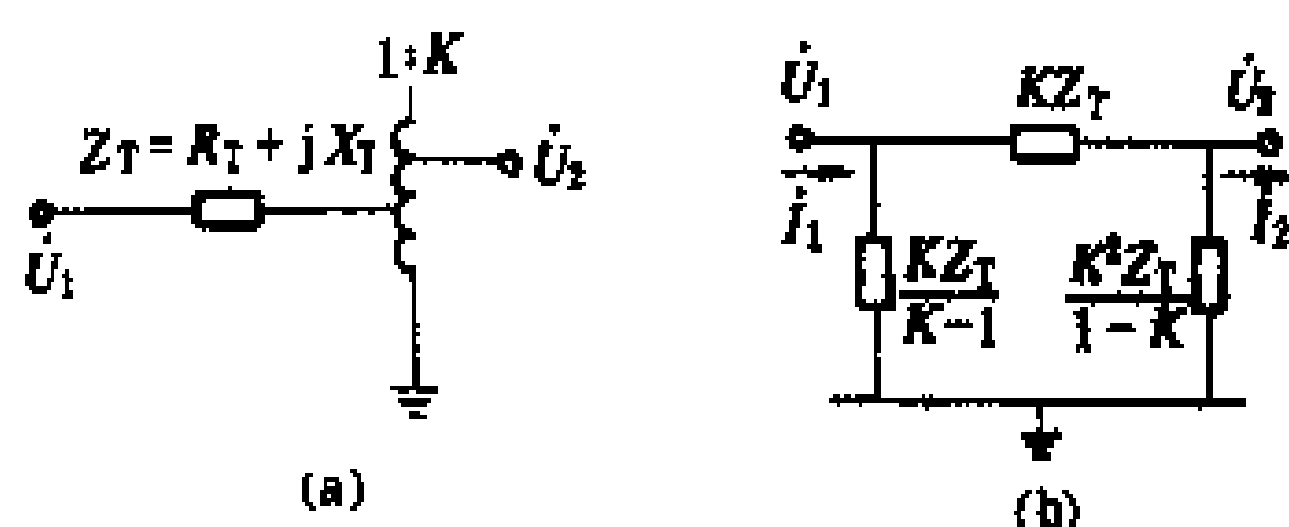


图 5 不计励磁回路、具有非额定变比的双绕组变压器等值电路  
(a) 等值电路示意图; (b)  $\Pi$  形等值电路

多电压级电力网等值电路 在多电压级电力系统的计算中, 为了制定整个电力系统的等值电路图, 需将不同电压等级元件等值电路的阻抗、导纳以及相应的电压、电流值归算至同一基本电压等级。通常取系统中最高额定电压为基本电压级。归算时, 可认为系统各元件的额定电压等于这些元件所在电压级相对应的“平均额定电压”, 而变压器的变比也取这些“平均额定电压”的比值。“平均额定电压”取值一般比该电压等级额定电压值高 5% 左右, 如 110 kV 级为 115 kV, 220 kV 级为 230 kV, 330 kV 级为 345 kV, 500 kV 级为 525 kV。当实际变压器变比不等于相应平均额定电压的比值时, 取变压器等值电路中非额定变比值  $K = \text{实际变比} / \text{额定变比}$ 。用标幺值表示时, 已归算至基本电压级的各电压级等值电路参数有名值除以基本电压级的基值, 即得全系统统一的标幺值 (参见标幺值系统)。

#### 参考书目

西安交通大学主编, 电力系统工程基础, 北京: 电力工业出版社, 1981

(周孝信)

dianliwang fazhan gui Hua

电力网发展规划 (electric power network expansion planning) 见电力系统中期发展规划。

dianliwang huajian yu dengzhi

电力网化简与等值 (reduction and equivalence of electric power network) 在不改变保留部分的潮流分布条件下, 对复杂电力网的简化和

等值。

随着电力系统规模的日益扩大, 电网也越来越复杂。在电力系统离线计算中, 为了缩小计算规模, 提高计算速度, 在进行潮流、短路电流和稳定等计算时, 可对复杂电网的等值电路进行适当的等值和简化处理。在实现电力系统在线分析, 如实时静态安全分析时, 为了克服系统的规模与计算机内存容量、分析计算所需的响应时间等方面存在的矛盾, 需要对系统中某些不可观察部分及互联系统的邻网作外部静态等值处理。

**网络化简** 实行网络化简的基本原则, 应使消去一部分节点后网络中保留部分的各节点电压, 在不同运行方式下都与简化前相同, 从而达到既使网络简化又保持网络保留部分电气特征不变的目的。对不计电磁暂态过程的稳态网络通常采用两种化简的方法, 一是根据网络接线图直接进行等价变换, 即网络变换法; 一是对描述网络的线性方程组进行消元处理。两种方法都是以减少节点为目的, 因而在本质上是一样的。

**网络变换法** 一般包括两个步骤: 第一步是负荷移置, 将需消去的节点上的负荷移到经过支路连接的其他节点上去, 使该节点变成既不与电源连接, 也不带负荷的联络节点。第二步是进行网络变换, 即应用网络变换法则, 消去联络节点。通常采用星形-三角形(或网形)变换, 即先将星形中心点的负荷移去, 然后进行星-网变换, 消去星形中心点, 每变换一次, 消去一个节点。通过网络不断变换, 把应消去的节点全部消掉, 最后得到所希望的简化网络。

**线性方程组消元法** 不计电磁暂态过程的稳态电力网, 可用导纳矩阵形成的线性方程  $YU=I$  描述。消元时, 首先将待消去节点集中排列, 然后用高斯消去法、直接三角分解法(见网络方程求解方法)或矩阵分块法实现节点的消去。

采用矩阵分块法时, 将需消去节点编号集中排列在  $q$  子块, 则得分块形式的导纳矩阵方程

$$\begin{bmatrix} B & C \\ C^T & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_p \\ U_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_p \\ I_q \end{bmatrix} \quad (1)$$

若需消去的节点都是联络节点, 其节点电流均为零, 即  $I_q=0$ , 则通过矩阵运算可得消去节点后的网络方程为

$$I_p = (B - CD^{-1}C^T) U_p \quad (2)$$

即消去节点后新的导纳矩阵

$$Y' = B - CD^{-1}C^T \quad (3)$$

运用消元法简化网络, 与用网络变换法一样, 不仅限于消去联络节点, 对带有负荷的节点也能直接消去。此时与网络变换法的负荷移置一样, 保留节点的负荷

电流在消去节点后会发生相应变化。

**静态等值** 电力系统的静态等值主要用于电力系统潮流计算和静态安全分析。其方法主要有沃尔德(Ward)等值法和 REI(radial equivalent independent)等值法两种。

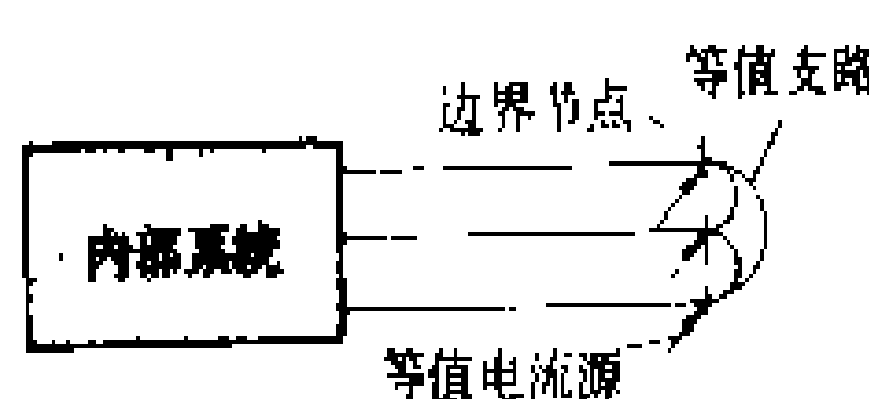
**沃尔德等值法** 一种有源线性网络等值方法。根据等值要求, 可将电网的网络节点分为三类: ①子集  $I$  是内部系统的节点集合; ②子集  $B$  是边界系统的节点集合; ③子集  $E$  是外部系统的节点集合。其中  $I$ 、 $B$  是拟保留的节点集合,  $E$  是拟消去的节点集合。由此, 网络的线性方程组  $YU=I$  可写为

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EB} & 0 \\ Y_{BE} & Y_{BB} & Y_{BI} \\ 0 & Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_E \\ U_B \\ U_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_E \\ I_B \\ I_I \end{bmatrix} \quad (4)$$

消去外部系统的节点后式(4)变为

$$\begin{bmatrix} Y_{BB} - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}Y_{EB} & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_B \\ U_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_B - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}I_E \\ I_I \end{bmatrix} \quad (5)$$

式(5)即为消去外部系统节点后等值网络的导纳矩阵



线性方程组。式(5)表明外部系统等值后对保留系统的影响, 除修改了边界节点集合的自导纳子矩阵外, 边界点的注入电流向量也由  $I_B$  变为  $I_B - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}I_E$ 。沃尔德等值网络示意图见图1。

**REI等值法** 罗马尼亚学者P. 迪漠(P. Dima)于20世纪60年代早期提出。REI等值法的基本思想是用一台等值机和一个无损耗的 REI等值网络来代替被等值的多机系统, 并保持边界点的电压、功率不变。REI等值法的示意图见图2, 其中 REI等值网络结构见图3。

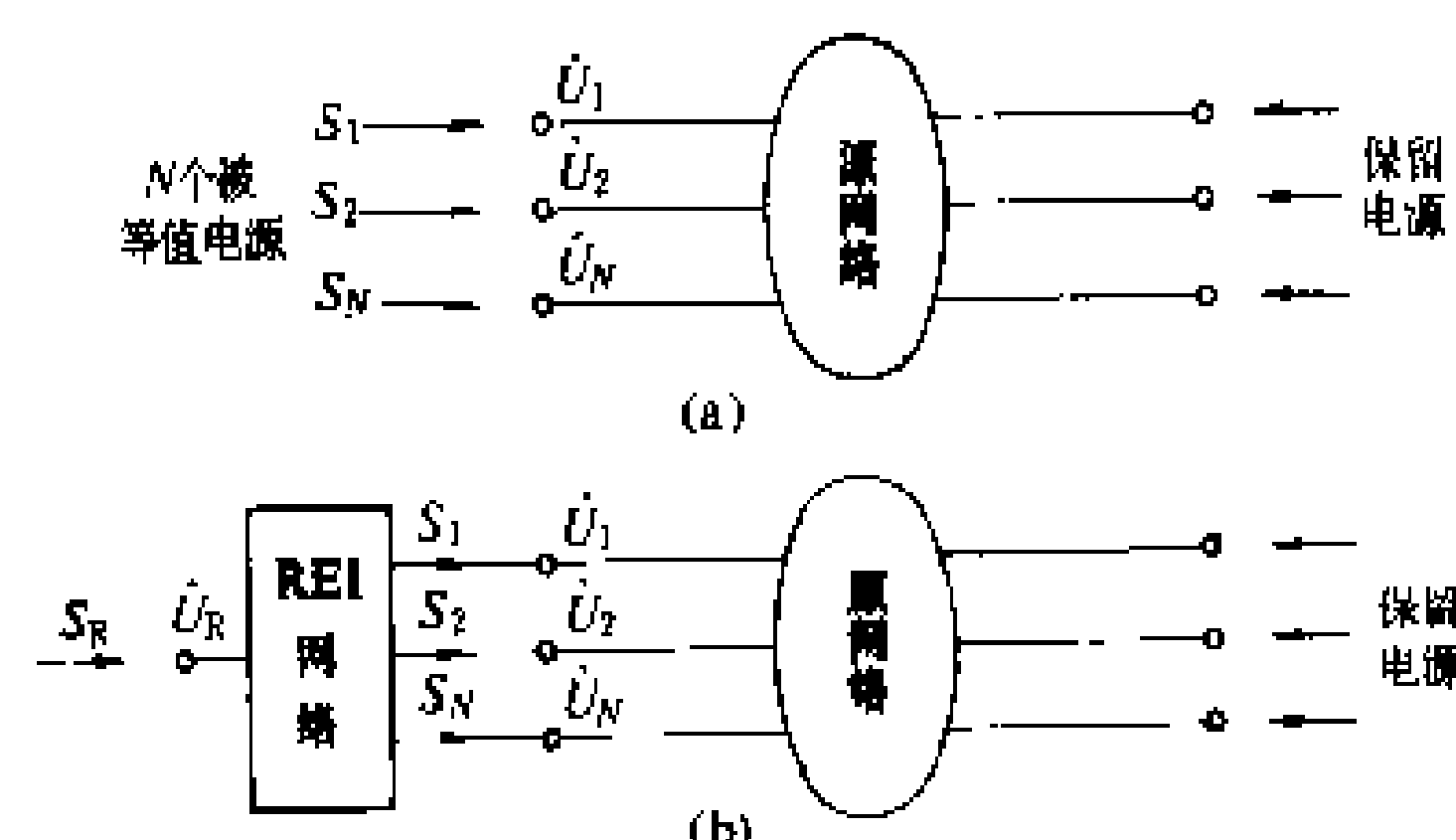


图2 REI等值示意图

(a) 被等值多机系统; (b) 等值机和 REI等值网络

由图2可见, REI等值是用一个等值电源  $R$  代替  $N$  个电源, 因此等值电源功率应等于  $N$  个被等值电源功率之和, 即



$$S_R = S_1 + S_2 + \dots + S_N = \sum_{i=1}^N S_i \quad (6)$$

为保持边界点电压、功率不变，图2中的 REI 网络必须是无损耗网络。为此，在假定  $\dot{U}_C = 0$  的条件下，等值电源 R 的电源电动势应为

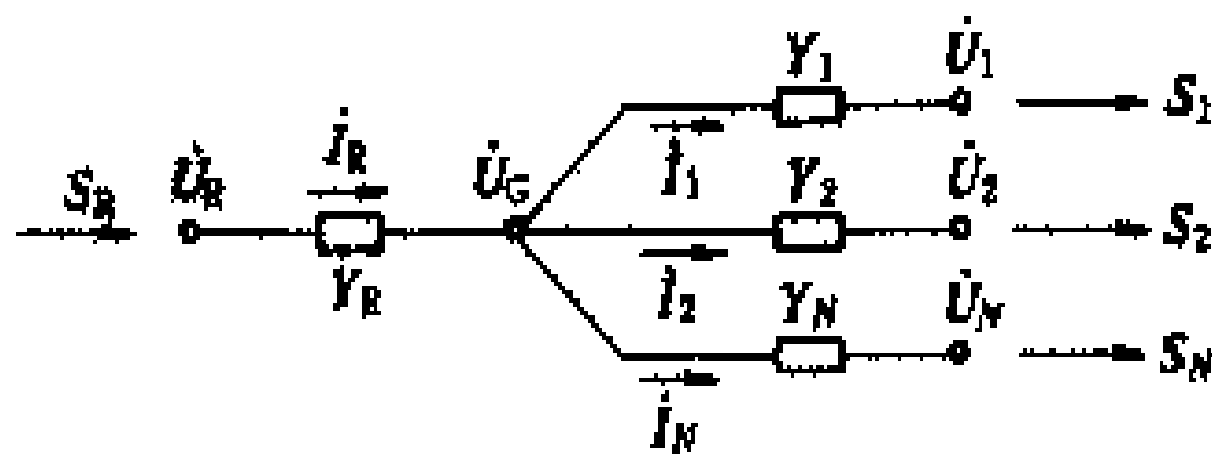


图 3 REI 等值网络

$$\dot{U}_R = \frac{S_R}{I_R} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i}{\sum_{i=1}^N I_i} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i}{\sum_{i=1}^N \frac{S_i}{\dot{U}_i}} \quad (7)$$

REI 网络导纳参数为

$$Y_i = -\frac{\dot{I}_i}{\dot{U}_i} = -\frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i^2} \quad (8)$$

$$Y_R = \frac{\dot{I}_R}{\dot{U}_R} = \frac{\dot{S}_R}{\dot{U}_R^2} \quad (9)$$

式 (7)、式 (8)、式 (9) 中， $\dot{S}_1, \dot{S}_R, \dots$  为复数共轭值。

#### 参考书目

- 西安交通大学主编. 电力系统工程基础. 北京: 电力工业出版社, 1981
- 吴际舜编著. 电力系统静态安全分析. 上海: 上海交通大学出版社, 1985

(吴中习)

dianliwang jiedian bianhao youhua

**电力网节点编号优化** (network nodes order optimization) 用稀疏矩阵技术求解电力系统网络方程时,为了节省计算机内存和加快计算速度,按照一定规则编排电力网各个节点次序。

**节点编号优化的意义** 在电力系统计算中,网络方程通常采用导纳矩阵方程的形式,它的求解多采用高斯消去法和直接三角分解等(见网络方程求解方法)。导纳矩阵是零元素很多的稀疏矩阵,对它进行消元或三角分解后所得的三角矩阵,要增加一些称为注入元的非零元素。为节约计算机内存及避免对零元素的不必要运算,在计算机中一般只贮存三角矩阵中的非零元素。因此,三角矩阵中非零元素的个数,直接影响计算机内存的需要量及程序计算速度。导纳矩阵非零元素的分布直接影响消元或分解后三角矩阵非零元素的数目,而网络节点编号次序又与导纳矩阵非零元

素的分布密切相关(见图1),因此,电力网节点编号优化是求解网络方程前的一项重要工作。

节点编号图形	导纳矩阵	消元或分解后三角阵	注入元数
			3
			1
			0

图 1 节点编号对注入元的影响

·—非零元素; ×—非零注入元素

**节点编号优化的原理和方法** 节点编号的最优化是寻求一种使注入元素数目最少的节点编号方案。对  $n$  个节点的电力网来说,其节点编号方案可以有  $n!$  种,选最优的工作量将非常大。因此,在实际中往往采取一些简化的方法对节点编号进行优化,并不一定追求“最优”。

根据消元的计算公式或星形-三角形变换规则(见图2),每消去一个节点  $i$ ,新增加的元素为

$$\Delta_i = \frac{1}{2} J_i (J_i - 1) - D_i \quad (1)$$

式中  $J_i$  为在消去节点  $i$  时节点  $i$  的出线数;  $D_i$  为在消去节点  $i$  时与节点  $i$  有连线的各节点之间已有的连线数。常用的一些节点编号优化方案,大都根据式 (1) 或对其作一些简化得到的,主要可分以下三类。

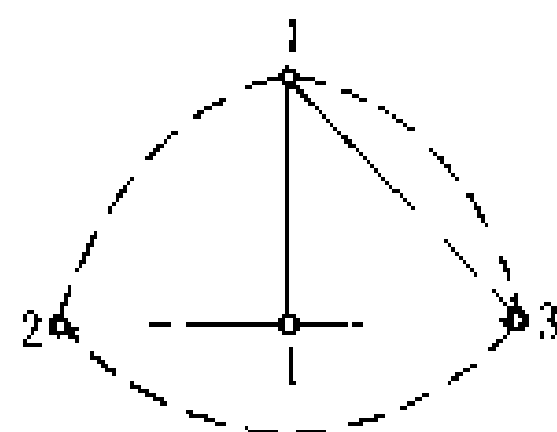


图 2 消去节点1

(1) 静态按最少出线数编号 网络变化示意图

号。对式 (1) 略去  $D_i$  项,视  $J_i$  为常数,即不考虑消去前面节点对节点  $i$  的出线数的影响,因此,也称静态优化法。该方法简单、快速、应用极为普遍。

(2) 动态按最少出线数编号。对式 (1) 略去  $D_i$  项,但考虑  $J_i$  的变化,即考虑消去前面节点对节点  $i$  的出线数的影响,因此,也称半动态优化法。

(3) 动态按增加出线数最少编号。对式 (1) 考虑  $D_i$  项和  $J_i$  的变化,即动态按增加出线数最少的原则编号,也称动态优化法。

(吴中习)

dianliwang jiegou

**电力网结构** (configuration of electric power network) 输送和分配电能(包括电压变换)的

各类电压等级电力线路、变压器和相应的配电装置的连接或接线方式。电力网由输电网和配电网组成。大型电力网的结构通常以电压等级进行分层(见图1)。输电网主要是将远离负荷中心的发电厂的大量电能经过变压器升高电压,通过高压输电线,送到邻近负荷中心的枢纽变电所。同时,输电网还有联络相邻电力系统和联系相邻变电所的作用,或向某些容量特大的用户直接供电。输电网的额定电压通常为220~750 kV 或更高,它的结构与电力系统运行的安全性及经济性关系极大,是整个电力系统的骨架或主干电网。配电网可分为高压、中压和低压配电网。高压配电网的电压一般为35~110 kV 或更高,中压配电网的电压一般为6~20 kV,它们将来自变电所的电能分配到众多的配电变压器,以及直接供应中等容量的用户;低压配电网的电压为380/220 V,用于向数量很大的小用户供电。

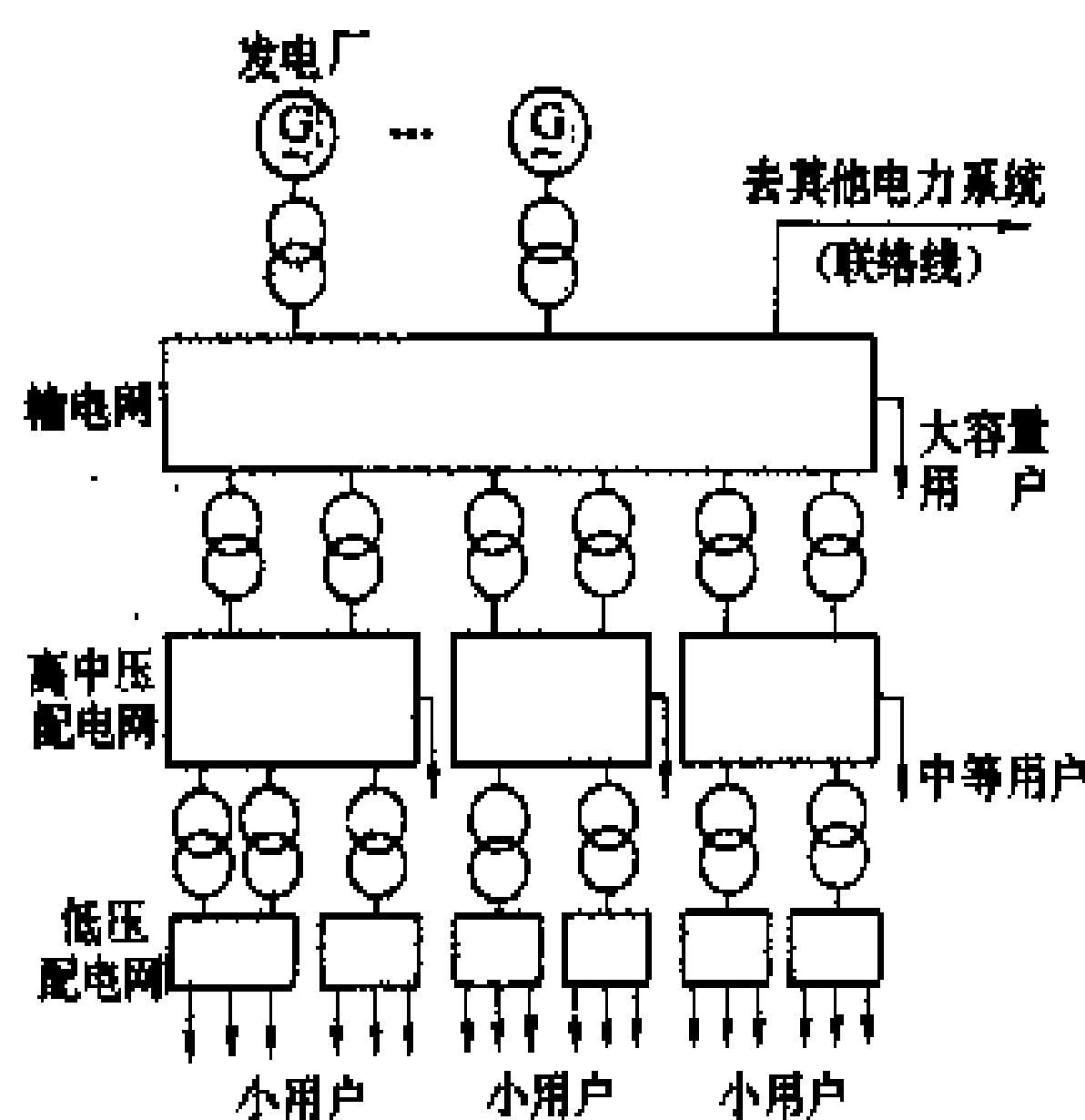


图1 多级电压电力网示意图

电力网的结构与电压等级,电源、负荷点的容量和数目,它们之间的地理位置以及可靠性要求等因素有关。图2为用单线图表示的电力网基本结构,其中电源为发电厂或由高一级电压电力网供电的变电所,负荷指用户或降压变电所。放射式[图2(a)]是一种最简单的电网结构,运行调度和控制最为方便,但单回线路供电可靠性不高。链式[图2(b)]结构是放射式的扩展,但可靠性低于放射式。环式[图2(c)]结构有较好的可靠性与经济性,但当某一线路退出运行后,电压质量可能较差。具有多个电源的电力网有环式[图2(d)]和串链式[图2(e)]两种常用的结构,两者均有很高的可靠性,但多个闭环结构电力网的调度和控制(包括继电保护)比较复杂,短路电流水平也较高。输电网通常采用这两种结构或它们的组合,其中环式结构对各发电厂间联系较强,运行稳定性一般较好;串链式结构对各发电厂间联系较弱,运行稳定性相对较差。干线式[图2(f)]投资最省但可靠性很差,只适用于负荷密度小、可靠性要求不高的配电网。网格式[图2(g)]结构适用

于负荷密度很大,电压质量和可靠性要求很高的城市配电网。

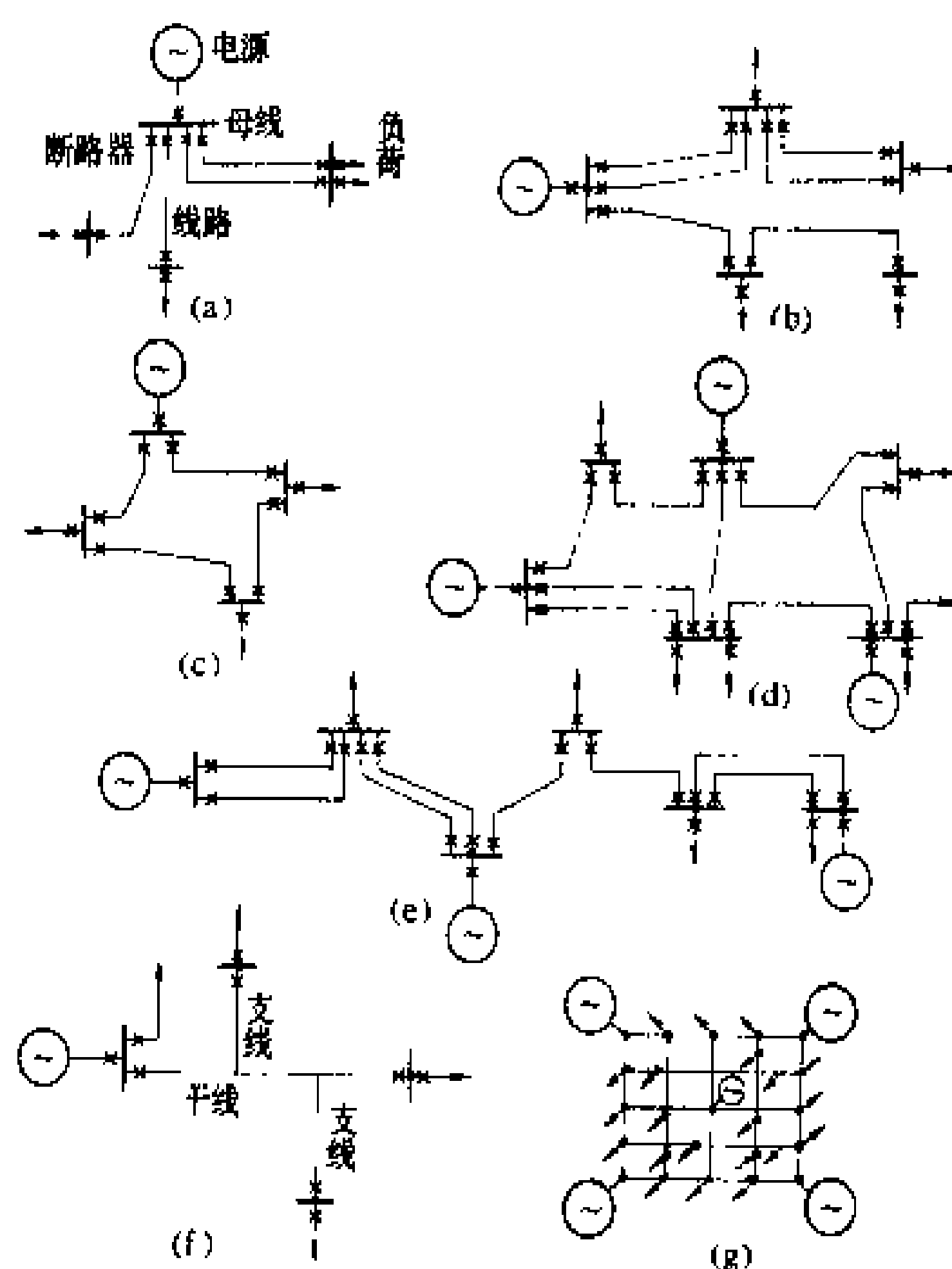


图2 电力网的基本结构

(a)放射式;(b)链式;(c)环式;(d)多电源环式;  
(e)多电源串链式;(f)干线式;(g)网格式

近20余年发展起来的高压直流输电,已成为现代电力网的一个组成环节。其主要特点是:直流线路所连接的各交流系统不需要同步运行,直流输电功率的大小和距离不受同步运行稳定性的限制,而且基本上不增加交流系统的短路容量。此外,可以独立而快速地控制输电功率,不受两端交流电压及其相位的限制,并可用来协助控制交流系统的稳定性(阻尼发电机间的振荡)以及控制频率。当前直流输电主要用于:大功率远距离输电;长距离电缆输电;交流系统间的非同步联络,用以提高稳定性,增强调度控制能力及限制短路电流等。随着多端直流系统的发展和应用,将会进一步改善整个电力系统运行和控制的性能,提高安全性和经济性(见直流输电)。

电力网结构对电力系统运行的安全性、经济性、电能质量以及调度控制的方便性和灵活性等均有很大的影响。特别是主干网络,要采用电联系强的结构,包括采用较高的电压等级,以提高稳定性,保证各种运行方式下主干线路有足够的输电能力。同时,要尽量简化结构,提高调度控制的方便性和灵活性,还要注意限制短路电流水平。对于交流远距离输电线路,如果输电能力受到限制,可考虑直流输电方案。当稳定性有问题、或调度控制有困难、或短路容量太大,也可考虑应用直流联络线分隔交流电力网。对于低一级电压的电力网,应

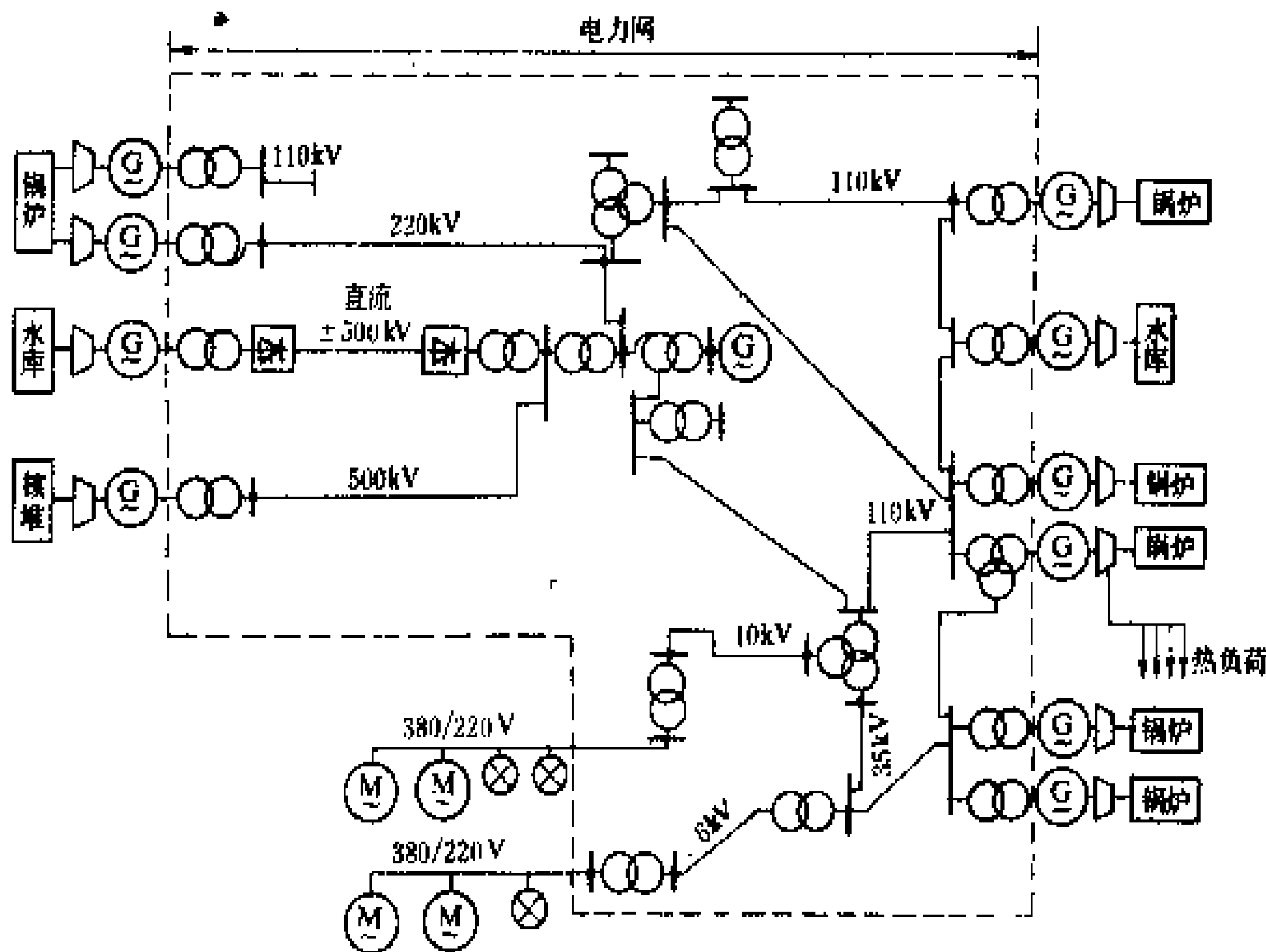


力求采用简单的结构,实行分片供电,限制短路容量。同时,要避免高、低压线路经过变压器形成环网,以简化继电保护,加强稳定性。通常要针对具体的电力系统,提出若干个电力网结构方案,逐个进行潮流、稳定、保护控制和短路电流研究以及经济分析,经过技术经济比较,最后确定最佳的结构。

(吴国英)

dianli xitong

**电力系统** (electric power system) 由发电、变电、输电、配电、用电等设备和相应的辅助系统,按规定的技术和经济要求组成的,将一次能源转换为电能并输送和分配到用户的一个统一系统。如图所示,发电厂将一次能源转换为电能,经过输电网和配电网将电能输送和分配至电力用户的用电设备,从而完成了电能从生产到使用的整个过程。电力系统还包括为保证其安全可靠运行的继电保护和安全自动装置、调度自动化和通信等相应的辅助系统。电力系统的根本任务是向用户提供充足、可靠、合格和廉价的电能



电力系统示意图

**电力系统的特点** 电能与其他能量不同,一般不能大量储存,并且其生产过程是连续的,发、输、变、配电与用电在同一瞬间进行并完成。由于电力负荷随季节、气候、社会活动、工农业生产的需要和人们生活习惯的不同而变化,为使电能生产与消费随时保持平衡,电力系统的发电容量和设备均需有相应的备用容量以适应电力负荷的变化,设备的事故或检修,水电因枯水或洪水而出力不足,火电降低出力等因素以及发展备用。

因为整个电力系统在电磁上是互相耦合和连接的,所以在电力系统中,任何一点发生的故障现象,都

会在瞬间影响和波及全系统,往往会引起连锁式的反应,导致事故的扩大,在严重的情况下会使系统发生大面积停电事故。因此在电力系统中要求进行快速的控制。

电力系统的优越性是:①能更经济合理地开发利用水力、火力和核能等一次能源,在便于获得一次能源的地方建造大型发电厂,以解决能源资源与负荷分布在地域间的不平衡;②由于存在供电地区内的时差和季节差,各地区电力消费习惯的差别、负荷曲线不同等因素,电力系统的形成可以错开负荷高峰,减少系统总的负荷峰值和总的装机容量及备用容量;③有利于采用大容量和标准化的发电机组和电力设备,可以节省建设投资和运行费用,以提高投资效益和运行经济性;④便于在电力系统发生故障时,各地区间电力的相互支援,提高系统运行的安全性;⑤便于集中管理,实现经济调度与电力的合理分配等。目前,世界上已出现了总装机容量达几亿千瓦,供电范围横跨几千公里的巨大电力系统。

**电力系统的形成与发展** 电力系统最早以直流

100~400 V 的线路供电,由于电压太低,输送的功率很少,送电距离也不远。在发明变压器的基础上,实现了交流单相、三相送电。交流送电具有提高送电电压、延长送电距离、节约导线材料和降低功率损耗等优点。这些,加之异步电动机等性能良好的用电设备的出现,大大推动了电力系统的发展。

最初,单个发电机组(或发电厂)对邻近用户的供电形成简单的孤立电力网。随着社会生产的不断发展,人民生活水平的不断提高,电能需求迅速增加,发电设备容量及其出力也相应不断增大,为了互通各简单电力网间的电力,提高运行的经济性和安全性,逐步发展成由多个发电厂组成的跨地区

的较高电压电力系统,进一步发展成由两个或两个以上电力系统连接的联合电力系统或互联电力系统。

随着远离负荷中心的大容量水力发电厂、矿口和港口火力发电厂及核电厂的建立,需要将大量电能输送至几十、几百以至几千公里以外的负荷中心。所以,出现了以高压或超高压远距离输电线为主干的电力系统。目前大量运行的最高交流输电电压为750 kV,1100~1500 kV 更高电压的输电线路也已在少数国家建成,如苏联已有1150 kV 线路运行而日本则已建成1000 kV 线路。为了克服交流输电中的一些困难(如电力系统稳定性问题)以及解决一些特殊情况下的送电

问题(如海底电缆输电、不同频率交流电力系统的互联等), 高压直流输电技术也得到了很大发展。目前最高直流输电电压为 $\pm 600\text{ kV}$ ; 输电距离达 $1000 \sim 1500\text{ km}$ , 输电功率达 $1000\text{ MW}$ 。所以, 也出现了一些交、直流混合的电力系统。

连接两个电力系统的输电线称为联络线, 两个或两个以上电力系统用联络线连接成联合电力系统或互联电力系统。系统间联络的任务是按照系统间事先约定(或按合同规定)的经济和技术要求交换功率, 以及在相邻系统发生故障情况下相互支援出力, 增加系统运行的安全性和经济性。系统间联系的增进也带来了新的问题, 如故障向相邻系统的传播, 严重情况下会导致大面积停电; 系统短路容量的增大, 有可能要增大断路器等设备的容量; 需要加强通信联络; 需要进行联络线功率的控制等。这些, 都必须采取相应的技术措施给予解决, 以充分发挥联合电力系统的作用。

电力系统中输送、变换和分配电能的那一部分称为电力网(electric network)。所以, 电力网是电力系统的一个组成部分。电力网包括输电网和配电网。

输电网主要是将远离负荷中心的发电厂所发出的电能经过变压器升高电压并通过高压输电线输送到邻近负荷中心的枢纽变电所。同时, 输电线还有联络相邻电力系统和联系相邻枢纽变电所的作用。

配电网是将电能从高压变电所直接分配到用户去的电力网。一般又将配电网分为高压、中压和低压配电网, 或高压和低压配电网。在中国: 高压配电网电压一般为 $35\text{ kV}$ 、 $63\text{ kV}$ 和 $110\text{ kV}$ ; 中压配电网电压一般为 $6 \sim 10\text{ kV}$ (国外也有用 $20\text{ kV}$ 的); 低压配电网电压一般为三相四线制的 $380/220\text{ V}$ 。

输、配电网可按电压等级的高低分层, 或按负荷密集的地域分区。不同容量的发电厂和电力用户应分别接入不同电压等级的电力网, 较大容量的应接入较高电压的电力网, 较小容量的可接入较低电压的电力网。

**电力系统规划与设计** 电能需求的不断增长, 促使电力系统不断扩大和发展。电力系统的规划应在国家经济发展计划的指导下和动力资源合理开发、利用的条件下, 使发、输、变、配电设备配套建设, 协调发展, 以最少的投资和运行成本为国民经济各部门和人民生活提供充足、可靠、合格、廉价的电能。同时, 要注意电源、负荷和电力网发展中的可能变化, 适当安排电源储备和输、变、配电设备的备用, 保证电力系统运行的灵活性和抗干扰性能。

电力设备的建设需要较长的时间(大型水电厂和核电厂的建设一般要 $8 \sim 10$ 年, 大型火电厂要 $3 \sim 5$ 年), 同时其使用年限也较长, 所以必须拟订 $15 \sim 30$ 年的电力系统长远发展规划, 并在长远发展规划的指导下制

定 $5 \sim 15$ 年的电力系统中期发展规划。在制定电力系统长远发展规划时, 必须掌握电力负荷(包括工业、农业、商业、人民生活等方面)的发展需求、可能开发的动力资源、新技术的发展趋势, 以及电力系统对社会发展的适应性等, 并在充分考虑原有系统条件下提出电源的构成与配置、输电网的电压等级和结构、配电网的发展原则等问题(见电力系统长远发展规划)。电力系统中期发展规划应对规划期内电力系统的发展进行具体的调查研究和计算分析, 进行各种方案的比较, 提出具体的分阶段的电源和电力网规划以及建设项目和进度(见电力系统中期发展规划)。

电力系统的辅助系统(也称二次系统)——电力系统通信、电力系统安全自动装置、电力系统继电保护和调度自动化系统必须从整个电力系统出发, 全面、系统地进行规划设计, 在电力系统中期发展规划的基础上提出在规划期内各专门系统的布局和设备配置原则、技术规范要求、投资估算以及各专门系统间的协调配合原则, 作为今后各单项工程设计中有关二次系统设计的依据(见电力系统继电保护与安全自动装置设计、电力系统通信设计、电力系统调度自动化设计)。

**电力系统的运行** 为了充分发挥电力系统的功能和作用, 向各种电力用户提供充足、可靠、质量合格和廉价的电能, 在电力系统的实际运行中应满足下列几个主要目标。

(1) 满足用户对供电的需要。包括供电的数量和质量。在正常运行情况下, 应该满足用户的用电需求, 只有在出力不足的情况下才进行有计划地限制供电。在事故发生后的紧急情况下, 当不能满足供电需求时, 要有选择地切除一部分预定的负荷, 以保证重要负荷的供电(如交通、医院、连续生产的工厂等)和全系统的安全。

在稳态运行情况下, 电力系统的频率是一个全系统统一的运行参数和电能质量指标(见电力系统频率和电力系统频率调整)。当电力系统的总出力与总负荷(包括线损)发生不平衡时, 电力系统的频率就要发生变化。由于电力系统的负荷是经常发生变化的, 任何一处的负荷发生变化, 都要引起全系统的有功功率不平衡, 因而导致电力系统频率的变动。所以, 电力系统运行中的重要任务之一, 就是要根据出力和负荷的变化对电力系统的频率进行监视和控制。

与频率一样, 供电电压也是电能质量的重要指标之一。电压值的变化对用户设备的运行特性有很大影响(见电压质量和电力系统电压特性)。电力系统中的无功功率配置及其传输是影响电压的重要因素, 所以应有效地调节电力系统的无功功率及电压(见无功功率与电压自动控制), 保证用户的电压偏差在允许范围



之内。

电能质量还包括电压和电流的波形质量、交流三相系统的电压和电流的不对称度和电压闪变。

(2) 电力系统的安全可靠性。保证电力系统以质量合格的电能充分地对用户连续供电。一个能够保证安全可靠供电的电力系统必须具有经受一定程度干扰和事故的能力。也就是说,当在系统中出现干扰或事故的性质和规模均属预先规定时,电力系统凭藉其本身具有的抗干扰能力(如发电出力的备用容量,电力网的合理结构,以及输、变电设备的合理备用等)和继电保护(见电力系统继电保护)及安全自动装置(见电力系统安全自动装置)的作用,以及运行人员的控制和操作,仍能保持连续供电。但是,当电力系统中出现一个超出预先规定的事故后,就有可能使电力系统部分失去供电的能力。一个安全可靠的电力系统,在严重的事故情况下也应尽量避免使事故扩大,以防止波及电力系统其他正常运行的部分,造成大面积停电。同时,应迅速消除事故的后果,使恢复正常供电。

保证电力系统安全运行的自动控制系统的的功能包括:监视控制,安全分析和安全控制。(见电力系统监视控制,电力系统安全分析和电力系统安全控制)

(3) 经济性。以最小发电成本或最小燃料消耗为目的的经济运行,使系统中并列运行的发电机组合理地分配出力(见电力系统经济调度)。当发电机组经过输电线路对负荷供电时,还要考虑线损的影响。在电力系统正常运行中,还应根据负荷的变化,相应地开停发电机组,以达到减少燃料消耗的目的(见机组经济组合)。在有水电和火电的混合电力系统中,要求在充分发挥水力发电能力,有效地利用水力资源的条件下,满足发电成本最小的要求。(见水电火电混合系统有功功率经济分配)

(4) 满足环境保护和生态条件的要求。电力系统所包括的发电厂,在运行过程中会产生相当数量的固体和气体废料,造成对大气和水源的严重污染,所以要控制发电厂排放的烟气成分(如硫的氧化物  $\text{SO}_2$ , 氮的氧化物  $\text{NO}_x$ , 及烟尘等)、温度、扩散速度以及冷却水的流出温度和流速。对于核电厂则要控制其放射性污染。在输变电设备方面则要求考虑输电线对周围环境的影响(如高压电磁场对人体及周围设备的影响)以及变压器噪声对周围环境的影响。

(5) 合理使用燃料及其他资源。在电力系统中,应根据国家的能源政策以及燃料的供应和运输条件、价格等因素来综合考虑和协调全系统的燃料使用计划,例如由于燃油的限制而改为烧其他燃料,如煤、液化天然气或以核代油,以及为减少大气污染和运输上的原因改烧油为烧液化天然气等。

在不同的电力系统中,对上述各电力系统运行目标的要求是不同的,这些目标是相互联系但又是不可相比的,有时彼此还是相互矛盾的,所以实际的电力系统运行是一个多目标和多约束的复杂优化问题。

为了实现上述电力系统运行的目标,正确和及时地掌握每时每刻都在变化着的电力系统运行情况,协调和控制电力系统各组成部分的运行方式,处理影响整个电力系统正常运行的事故和异常情况,保证电力系统的安全和经济运行,必须建立分级的电力系统的调度管理(见电力系统调度管理和电力系统调度自动化),并配置相应的调度自动化系统和电力系统专用通信网。

(韩荫祥)

dianli xitong anquan fenxi

**电力系统安全分析** (security analysis of electric power system)

对运行中的电力系统利用在线潮流和稳定程序作预想事故的计算,并对事故后系统能否保证连续供电进行分析。电力系统的运行安全水平可以用该系统免遭事故破坏的能力来度量。根据电力系统运行状态分类的划分(见电力系统运行状态),可以把安全分析的定义进一步解释为用预想事故来检验安全水平,判断系统是处于安全正常状态(secure normal state),还是不安全正常状态(insecure normal state),即警戒状态。当在预想事故集的作用下,出现不安全时,应提出对策并实施控制(decision and control),使系统从不安全正常状态转变为安全正常状态。往往这种预防对策是带有经济目标的,使在满足安全的条件下同时满足经济调度,或者选择那些变动最小的控制措施。预防性对策的实施称为预防控制(Preventive control)。通常把预防控制的内容也纳入安全分析的范围之内。

**电力系统静态安全分析** 安全分析是对各种预想事故作分析。凡是属于研究预想事故造成系统中各元件过载以及各节点的电压模值超过允许上、下限的,称为静态安全分析。静态安全分析包括支路开断模拟、发电机开断模拟、偶发事件自动选择、在线快速潮流等。

(1) 支路开断模拟。在静态安全分析时,应对实际运行方式作若干种支路预想开断模拟计算,以判断系统的安全水平。支路开断的选择可以是单条支路开断,也可以是多条支路同时开断,常用的算法有直接法与补偿法。

(2) 发电机开断模拟。在静态安全分析时,应对实时运行方式作若干种发电机预想开断的模拟计算,以判断系统的安全水平。发电机开断的选择可以是一台,也可以是多台同时开断。常用的算法有分布系数法

和计及频率变化的发电机开断模拟法。

(3) 偶发事件自动选择 (automatic contingency selection, ACS)。在某个运行方式下, 先用快速的但比较粗略的方法对所有可能出现的事故作计算, 按其导致电力系统不安全的严重程度自动排队, 称为偶发事件自动选择 (ACS)。由 ACS 求出的先后顺序则称为行为指标 (performance index, PI)。运行人员在静态安全分析时, 只需先进行 ACS, 找出 PI, 再按 PI 的次序有选择地作详细的预想事故分析。ACS 的目的是为了加快安全分析的速度, 使之可以满足实时的要求。

(4) 在线快速潮流计算。由于静态安全分析的实时性, 要求潮流计算的过程迅速, 收敛可靠, 通常采用的方法有直流法及快速解耦法 (见潮流计算), 快速解耦法在精度上及全面性方面优于直流法。

实施静态安全分析, 其先决条件是在规定的时间内完成全部预想分析, 计算机内存应满足系统规模的要求, 在调度中心必须获得所需要的系统全部信息。在实际系统中上述三个方面的要求难以完全满足。为了解决困难, 通常把电力系统中那些不需要详细分析及不可观察的部分称作外部系统, 对它进行简化等值。而系统的其余部分则为内部系统加以保留。在内部系统发生故障时, 应保持等值的外部系统对内部系统的影响不变。凡为上述目的的等值称为静态等值。常用的静态等值方法有 Ward 法及 REI 法。

在进行外部等值时, 在外部系统中有些节点或支路对内部系统有较强的关联, 消去它们会严重影响内部系统安全分析的计算精确度, 通常称这些节点为基本节点, 各基本节点间的连接支路为基本支路。在建立外部等值时, 应根据其对内部系统关联的紧密程度作有选择的保留, 以保证外部等值后内部系统安全分析计算的精确性。

电力系统暂态安全分析 根据电力系统的实时潮流进行预想事故下的快速暂态稳定计算, 判断其是否会失稳的安全水平称为电力系统暂态安全分析。暂态安全分析通常采用的方法有李亚普诺夫直接法和模式识别法。

(1) 电力系统安全分析的李亚普诺夫直接法 (见暂态稳定计算李亚普诺夫直接法)。

(2) 电力系统安全分析的模式识别法。模式识别起着数据分类的作用, 把电力系统的各种运行方式作为状态空间中的一个点。通过离线暂态稳定计算可以把所有这些运行状态分为两类: 一类是安全正常的, 即多种预想事故下作暂态稳定计算后均是稳定的; 而另一类则是不安全正常的。把这二类模式的状态变量输入计算机作训练, 形成一个稳定与不稳定模式的分类边界, 称为分类器。在实时情况下, 通过判断代表运行方

式的点在分类器中的位置来决定系统的暂态安全性。在实用中通常在训练之前先对运行状态变量作特征抽取, 抽出那些最能反映系统暂态稳定行为的少数变量。应用这些为数不多的数据作训练及在线识别, 可以大大减轻离线及在线计算的工作量。

为了实施暂态安全分析通常也将外部系统进行动态等值处理 (见动态等值)。

#### 参考书目

吴际舜. 电力系统静态安全分析. 上海: 上海交通大学出版社, 1985

Dy Liacco T E. Real Time Computer Control of Power System. IEEE Vol. 62, No. 7, 1974

(单涌达)

dianli xitong anquan kongzhi

**电力系统安全控制** (security control of electric power system)

以保持电力系统安全性为主要目的, 同时考虑电能质量和运行经济性的控制。电力系统进入不安全状态, 是指当发生某种程度的扰动或事故后, 系统不能保证连续供电。一个实施了安全控制的系统可以提高承受故障的能力。即使在严重故障下也能防止事故扩大或能迅速消除事故所造成的后果, 恢复正常供电。

电力系统运行状态可以分为四种 (见电力系统运行状态)。还可以将其中的紧急状态再分类为两种不同的危机, 即稳定性危机 (stability crisis) 与持久性危机 (viability crisis)。稳定性危机是一个动态的过渡过程, 时间很短, 从故障开始起最多只有几秒钟。在这种危机中系统面临失步。稳定控制需要在很短时间内起作用才能保持系统的稳定运行。持久性危机是指系统发生故障时虽不发生稳定危机, 但不能满足正常运行条件, 此时发电与负荷功率可能不平衡, 安全约束被破坏。这一危机的持续时间大约为几秒到几分钟。如果不及时控制, 系统就无法维持。

电力系统控制是使电力系统在各运行状态之间转变 (见电力系统运行状态), 有效的控制所造成的转变方向应是力图维持系统能在安全正常状态下运行。

安全控制内容 包括预防控制、校正控制、紧急控制、恢复控制。

(1) 预防控制 (preventive control)。见电力系统安全分析。

(2) 校正控制 (corrective control)。通常是指系统处在持久性危机时的控制。由于在这种情况下系统可能有过负荷或电压违限, 但仍可保持稳定运行, 并且允许有一定时间来通过控制后使系统回到安全状态。这种控制方法是系统功率的重新分配, 其中也包括经济





分配。校正控制有时也称为持久性的紧急状态控制。

(3) 紧急控制 (emergency control)。处在稳定危机下的电力系统, 其能容忍的持续时间很短, 因此, 相应的稳定控制时间不得超过1s。这种控制属于紧急控制或称稳定性紧急控制。

(4) 恢复控制 (restorative control)。紧急状态以后系统可能解列, 部分用户可能停电。恢复控制的作用, 包括起动备用机组, 重新并到解列的系统, 以及在尽可能短的时间内, 恢复对用户的供电等, 使系统重新恢复到正常状态。

安全控制的方法 可分为三类: 一类是稳态性质的, 包括预防控制和校正控制。另一类是暂态稳定性质的, 即紧急控制。第三类是恢复控制。

预防控制与校正控制的方法有: 安全约束优化方法, 提高安全性的解耦算法及单步和多步规划法三种。

(1) 安全约束优化方法 (security constrained optimization)。预防控制是在预想事故发生不安全时采用的。这时由于系统尚未进入不安全, 而又需针对预想下的不安全状态作预先控制, 所以应同时计及正常运行下和预想事故下的不等式约束(运行约束条件)和等式约束(负荷约束条件)。目标函数则用运行总费用最小或最小发电成本来表示。由于这种计算工作量庞大而系统又本来可以允许一定时间的持久性, 因此, 是否需要采用预防控制也存在着技术经济比较的问题。

对于已经进入持久性危机状态的系统, 则只需用紧急状态的等约束和不等约束及目标函数来进行校正控制, 其计算工作量比预防控制要小得多。

(2) 提高安全性的解耦算法 (decoupled security enhancement algorithm)。通常安全约束优化方法关心的是经济与安全两方面的问题, 而运行人员首先考虑的还是如何立即恢复安全状态。所以从短期来说提高安全性的解耦法更实用。控制措施首先是调配发电机和甩负荷, 然后调整无功输入及变压器分接头, 使支路电流降至额定以下, 节点电压保持在规定的限值以内。

(3) 单步和多步规划法 (single and multistage programming)。安全控制在实施策略上可以是单步线性规划的, 也可以是多步动态规划的。为了可以将非线性问题线性化, 多步法采用了分时段的方法将每个时段内的发电量与甩负荷量的变化作为决策量, 以达到消除过载和甩负荷最少的目的。

紧急控制的方法到目前为止仍停留在探索研究阶段。虽已取得了许多重大进展但离实用还有一定距离, 目前涉及到的主要方面有如下4点。

(1) 李亚普诺夫直接法 (direct method of Lyapunov)。现在已经实施的方法, 一般是对各种运行

方式和假定的故障进行离线计算, 确定其控制措施, 并将其存放在存储器内。当实际故障发生时, 根据所获故障信息执行预定的相应控制措施。由于系统运行方式多变, 离线计算工作量很大, 这一方法存在一些困难。改进的方法是用李亚普诺夫直接法在实时情况下对各种预想事故作快速稳定计算, 并用计算结果随时更新存储器内的稳定控制措施, 在系统发生故障后自动执行。(见暂态稳定计算李亚普诺夫直接法)

(2) 最优目标决策控制 (optimal aiming strategy control)。是用局部观察的状态变量作为控制系统的反馈量, 而把选择的系统某一平衡点作为目标状态量, 通过状态量的反馈控制, 把系统控制到目标状态。

(3) 非线性控制 (nonlinear control)。多机电力系统是一个非线性系统。因此, 稳定分析通常是求解在平衡点处的线性化常微分方程组。当系统运行点远离其所给定的平衡点时, 这种计算会带来误差, 甚至可使稳定控制难以奏效。应用微分几何控制理论的非线性系统线性化等值的方法 (linear equivalents of nonlinear systems) 可以把放射形非线性系统等价映射到一个可控线性化系统上, 再进行稳定分析与控制。

(4) 变结构控制理论 (variable structure control theory)。变结构控制是指其控制规律不是连续函数。通常的方法是把原系统的研究转换成一个由开关函数决定的系统。当此函数为零时其解即为系统的平衡点。由此条件来确定控制措施, 使系统的运行达到稳定。

紧急控制的措施见电力系统稳定控制。

恢复控制的方法如下: 当故障被清除之后, 系统已稳定下来, 但部分用户停电, 发电机解列, 电力系统分解为若干部分。恢复控制的方法首先是检查出每一个不带电的设备, 并按下列内容自动形成恢复控制命令: ①将已恢复正常的线路或变压器投入运行, 或将备用线路、变压器投入运行; ②恢复供电电源; ③调整发电机出力 and 电力系统潮流; ④将紧急情况下解列的系统重新并列。

#### 参考书目

吴际舜, 电力系统静态安全分析, 上海: 上海交通大学出版社, 1985

(单渊达)

Dianli Xitong Anquan Wending Daoze

《电力系统安全稳定导则》 (Guidelines for Power System Security and Stability)

指导电力系统的规划、计划、设计、基本建设、生产运行和科研试验等部门有关电力系统安全稳定工作的准则。导则中的标准是在总结中国电力系统安全稳定工作, 特别是对1970~1980年全国电力系统发生的稳定

破坏事故总结分析的基础上,根据中国具体条件和近期发展需要与可能而制定。

提高电力系统安全稳定的最主要条件是:①合理的电力网结构;②对电力系统进行全面的研究和分析,采取切实可行的技术措施,如加快切除故障等措施和相应的管理措施,力保电力系统安全稳定运行;③对不同概率和严重程度的事故区别对待,建立保证电力系统安全稳定运行的三道防线,特别是防止运行中的电力系统因意外的多重故障而失去稳定造成系统瓦解和崩溃的最后一道防线,落实这三个基本条件就可能使一个在电力网结构上安全稳定水平较低的电力系统取得较好的安全稳定运行的技术经济效果。这就是制定本导则的基本指导思想。

**批准单位和时间** 1981年10月由水利电力部以(81)电生字第109号文颁发执行。

**适用范围** 导则适用于电压等级为220 kV 及以上的电力系统。电力系统规划、计划、设计、基本建设、生产运行和科学试验等部门在涉及电力系统安全稳定工作方面都必须遵守本导则。

**主要内容** 包括总则,电力系统安全稳定运行的基本条件,事故情况下的安全稳定准则,防止电力系统崩溃的主要措施等。

**总则** 明确规定了导则是指导电力系统规划、计划、设计、基本建设、生产运行和科学试验部门有关220 kV 及以上电力系统安全稳定工作的准则。

**电力系统安全稳定运行的基本条件** 规定了电力系统正常运行和事故情况下的安全稳定准则和对电力网结构的原则要求。

(1) 为保持电力系统正常运行的稳定性和频率、电压水平,系统应有足够的静稳定储备,有功、无功备用容量和必要的调节手段,以适应正常负荷波动和调节有功和无功功率的要求。

(2) 电力网结构是电力系统安全稳定运行的物质基础。一个结构合理的电力网应满足下列原则要求:①有一定的灵活性,能够适应各种运行方式变化的需要;②有一定的可靠性,任一元件无故障断开时应能保持系统的安全稳定运行;③有较大的抗干扰能力,能满足各种事故情况下安全稳定标准的要求;④分层分区,主力电源一般应直接接入高压主电网,加强受端系统,适当分散外接电源。这是构成合理电力网结构的原则,也是从总结国内外重大事故教训中得出的建设一个安全稳定电力系统的基本要求。

**事故情况下的安全稳定准则** 包括如下三点。

(1) 在发生单一故障时,不应导致主系统发生非同步运行、频率和电压崩溃。事故后调整的运行方式必须保证有规定的静稳定储备。

(2) 在设计和运行电力系统时,还必须考虑到发生意想不到的稳定破坏事故的可能并必须预先考虑到相应措施,缩小事故范围,防止系统崩溃。这是从最坏情况着眼的一个战略性措施,是保证电力系统安全稳定运行的最后一道防线。

(3) 根据事故的严重性规定了保持系统安全稳定运行的三级标准并建立相应的三道防线:①第一级标准——对常见的单一故障,如单相瞬时接地保持系统稳定运行和对负荷的正常供电;②第二级标准——对概率较小的单一严重故障,如多相(包括三相)短路保持系统稳定,允许损失部分负荷;③第三级标准——对特殊严重的多重故障,系统可能失去同步,必须采取预防措施防止系统崩溃但允许局部非同步运行。

**防止电力系统崩溃的主要措施** 电力网结构应实现合理的分层分区;运行中的电力系统必须在适当地点设置解列点和自动解列装置,还必须考虑最严重的事故情况下配合解列点装设按频率降低自动减负荷装置;在负荷集中地区,必要时还应考虑在电压过低时自动或手动切除部分负荷或有计划地解列以防止电压崩溃。

**有关名词术语的含义** 对静态、暂态、动态稳定和再同步的含义、计算条件和运行方式的选择以及校核内容和判据均作了说明和规定。对正常运行方式、事故后运行方式和特殊运行方式的含义和安全稳定标准也作了说明和规定。

世界各国对同步稳定性的划分各异,在本导则中按照中国目前情况,对电力系统的同步稳定性分为静态稳定、暂态稳定和动态稳定三类。

(1) **静态稳定** 电力系统受到小干扰后不发生非周期性失步,自动恢复到起始运行状态的能力。静态稳定储备用 $\frac{dP}{d\delta}$ 和 $\frac{dQ}{dU}$ 判据。

(2) **暂态稳定** 电力系统受到大干扰后,同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。

(3) **动态稳定** 电力系统受到小的或大的干扰后在自动调节和控制装置的作用下保持长过程运行稳定性。

实践证明导则对中国电力系统的合理建设与改造起着重要的指导作用。随着电力网结构及管理工作的改进和三道防线的建立,电力系统稳定破坏事故由1980年以前每年平均19次降为1981~1986年每年平均7.2次,安全稳定水平有了显著的提高。

(吴克昌)

dianli xitong anquan zidong zhuangzhi

**电力系统安全自动装置** (power system se-

curity protection system, special protection system) 防止电力系统失去稳定性和避免电力系统发生大面积停电事故的自动保护装置。电力系统的运行稳定性包括三种形态,即:同步运行稳定、运行频率稳定和运行电压稳定。保持同步运行稳定的必要条件是,在正常运行和在发生大干扰(例如因发生短路故障面失去了一回输电线路)后的条件下,电力系统中任一输电回路的传输能力都大于所传输的功率,同时保证所有发电机组都具有衰减转速变化的能力;保持运行频率稳定的必要条件是电力系统中各发电机组可以提供的综合有功功率出力总是大于全系统的综合有功功率负荷需求;保持运行电压稳定的必要条件则是在电力系统中任一负荷枢纽点或负荷集中区域可以提供的无功功率补偿能力,总是大于该地区负荷的无功功率需求。电力系统失去同步运行稳定的后果,是发生电流、功率及电压的强烈摆动,不但系统供电不能继续,且极易扩大为大面积停电事故;失去运行频率稳定的后果是产生频率崩溃,使整个系统全停电;失去电压稳定的后果,是产生电压崩溃,使受影响的地区停电。电力系统安全自动装置就是针对这些问题而设置并安排其动作的。

电力系统安全自动装置的结构形式有两种:一种是就地方式,即收集装置安装处的有关信息进行处理与判断,就地或者通过信息通道向另一地发出执行命令;另一种是集中方式,即除本地信息外,还通过信息通道同时收集系统中其他点的有关信息,进行综合处理与判断,就地或者通过信息通道向其他点发出执行命令。后一种方式有的称之为电力系统稳定控制。

目前得到广泛采用的电力系统安全自动装置有:输电线路自动重合闸装置,发电机自动解列装置,火电机组快关汽门,切集中负荷,投入制动电阻,发电机快速励磁装置,电力系统自动解列装置,按频率降低自动减负荷装置和按电压降低自动减负荷装置等。

**输电线路自动重合闸装置** 运行中输电线路突然断开,降低了对电源功率的传输能力,往往直接危及电力系统的安全稳定运行。而在电力系统中,输电线路故障最为频发,但这种故障又大多是瞬时性的。因而对输电线路实现故障后的自动重合闸,对于快速恢复系统的完整性,特别是增强可能接踵而来的其他输电线路故障(例如在强烈的大面积雷电活动及飓风等情况)后的电网强度,保持系统的安全稳定运行有重要作用。

**发电机自动解列装置** 当运行中的输电线路因故障或其他原因突然断开,使输电回路的传输能力低于当时系统要求传输的电源功率,从而将导致系统同步运行稳定破坏时,需要及时减少相应电源发出的有功功率,降低传输回路的负载到可以适应的稳定输电水

平。快速减少电源出力的最常用措施,是及时切除运行中水电厂的部分机组。这是因为水轮发电机组的切机操作比较简单、安全,再并入系统恢复送电也可以较为迅速。在实践中,为了补偿输电能力不足(例如因各种原因推迟了输电线路建设)和充分利用廉价动力,有的电力系统也采用了火电机组(包括核电机组)切机的做法,基本要求是,被切机组能在满负荷情况下解列带厂用电,并能快速恢复带到满负荷。为了充分发挥切机的系统稳定效益,一般是当输电线路跳闸同时连锁切除预定机组。预定被切机组常因电网接线及运行方式而变动,到了20世纪80年代,在有的电力系统中,这种切机计划已由调度中心远方自动给定。在水电厂实现自动判别,自动安排与执行切机计划的研究工作,也在80年代进入实用阶段。

**火电机组快关汽门** 可以代替切机的另一种快速降低火电厂输出功率的办法,是快速关闭再热式机组中压阀门,降低汽轮机的输入机械功率。有两种快关汽门的方式,即短暂快关与持续快关。短暂快关只是短时间地将中压阀门快关,将机组出力降到额定值的30%~35%,然后在数秒内再重新全开启,恢复到原来状态;持续快关则是在中压阀门快关的同时,将主调节汽门也快速地部分关闭并保持,使发电机的输出功率在快关后只恢复到原来输出值的一部分,例如降到额定值的60%。短暂快关用于保持系统暂态过程中的同步运行稳定;而持续快关还可以取得部分切机的系统稳定效益。实现火电机组快关汽门需要具备的条件包括:①中压阀门在收到命令后能够快速关闭;②保证中压阀门在全关后能可靠地再开启,并设置中压阀门不能再全开的特殊保护回路及设施,防止再热蒸汽管道因不能通过汽流而发生高温损坏;③采用持续快关时,对锅炉燃烧进行协调控制。

**切集中负荷** 在异常情况下切除系统中的一个大容量集中负荷,可以:①提高该枢纽点的运行电压,以中止该地区的电压滑坡,避免发展为电压崩溃;②提高系统的运行频率,并在多个点实施,避免发展为系统频率崩溃;③提高受端系统电压或减少关键输电回路的传输功率,使系统保持大扰动后的暂态稳定。在实际的电力系统中,为实现上述目的的切集中负荷都有应用。但此种做法直接影响用户,一般只作为保护系统的最后手段。在一些系统中,为了发挥切负荷的系统效益,通过与用户订立合同的方式,把某些可以短时断电的大容量负荷,如电解铝工业等,安排为系统的可切负荷,以备不时之需。

**投入制动电阻** 当发电厂高压配出线短路,引起发电机转速升高而有可能对系统失去同步运行稳定时,在发电机近端投入一相当容量的电阻负荷,以抑制

发电机组转速升高。这就是投制动电阻的作用。这种措施,多用于水电厂。为了发挥制动电阻的积极作用,要求有相适应的控制回路,做到及早投入而按系统状态需要及时退出,否则将有害于系统稳定。

**发电机快速励磁装置** 采用晶闸管控制的由机端供电励磁的方式,可以做到基本无时限地随机端电压变化而调整发电机的励磁电压数值,迅速恢复机端电压,从而有利于机组对系统的静态及暂态稳定。但快速励磁将带来负阻尼效应,引起系统动态失稳,而必需在励磁控制调节回路中增设正比于发电机组转速的附加反馈环节予以纠正。

**电力系统自动解列装置** 最为常用的是振荡解列装置。当电力系统失去同步运行稳定而出现振荡时,可以利用振荡解列装置在系统中的适当地点(例如两个系统间的联络线,地区系统与主系统间的联络线)将系统一分为二,以中止振荡。实现解列的地点应选在:①预期解列后的两侧系统,各自可以同步运行;②解列后的两侧系统的有功及无功功率供需可以基本平衡。不满足以上两个条件的无计划解列,常常是扩大系统事故的原因之一。因而,这种措施不适于具有多频率性质的主系统振荡情况。基于同样理由,在高压线路的继电保护装置中,防止系统振荡时的误动作往往是必要的。除振荡解列装置外,在某些与主系统连接的地区系统中,根据需要,还可以配置低频率和低电压解列装置。

**按频率降低自动减负荷装置** 当运行中的电力系统失去一个大电源,而系统中又没有足够的旋转备用容量时,需要及时地切除相适应容量的负荷,以恢复系统频率,制止发生系统频率崩溃。这种自动装置需在系统中分散地分级设置,并按负荷的重要性顺序,依所在点系统频率下降的绝对值或频率下降率而动作,依次切除相适应容量的负荷,方能适应不同系统情况下发生有功功率缺额的要求。这是任何电力系统都必需装设的一种最基本的安全自动装置。但对于有功功率缺额过大,例如缺额达50%以上的情况,则需要采取及时集中切负荷的特殊手段。

**按电压降低自动减负荷装置** 当负荷集中区域缺少无功功率时,地区电压将随负荷的增长而不断下滑,为了防止发生电压崩溃事故,当电压下降到一定水平时,需要及时地切除部分负荷,以恢复地区电压。这种减负荷装置,只在可能出现上述危险的地区中装设。当系统出现较大无功功率缺额,而供电变压器又配置了自动调压以维持负荷侧的高电压水平时,主输电网电压将普遍降低,有可能形成全系统的电压崩溃事故,此时需依靠预定的调度操作规程处理。

见提高电力系统稳定二次系统措施。

(王梅义)

dianli xitong beiyong rongliang

**电力系统备用容量** (reserve capacity of electric power system)

在正常运行情况下,为保持系统频率在规定值内并保证不间断地向用户供电,电力系统发电设备容量除满足系统负荷的需要外,预留的一部分作备用的容量。备用容量包括负荷备用容量、事故备用容量和检修备用容量。

**负荷备用容量** 系统中接于母线的旋转备用容量。用以平衡瞬间负荷波动与预计负荷的差额,其大小为最大发电负荷的2%~5%。负荷备用在各电厂之间应进行合理分配,并根据不同季节考虑水火电之间的协调及线路输送能力的限制。在枯水期,负荷备用一般由具有日调节以上的坝后式水电厂优先承担。

**事故备用容量** 电力系统内某些机组发生事故时或电厂预想出力突然下降时为避免系统停电而设置的容量。事故备用容量应在规定时间(例如10min)投入运行,并至少有一部分(例如50%)能自动投入。其大小应不小于一次单一事故可能失去的发电容量,一般为系统最大负荷的10%,且不小于系统中一台最大机组的容量。担任事故备用的水电厂,水库中应有专门的备用库容作保证。水电厂的空闲容量只能作为本厂事故备用、检修备用而不能作为系统的事故备用。在事故消除后,要在短期内(例如10d)保证恢复水电厂在实际承担事故备用时所动用的库容。

事故备用容量在水、火电之间进行初步分配时,可按担负工作容量的比例分担。

**检修备用容量** 系统中发电机组计划检修所必须设置的备用容量。检修备用容量应在电力平衡时通过安排年检修计划确定。初步计算时可取系统最大负荷的8%~15%。

备用容量一般为系统最大负荷的25%左右。一些国家已经采用计算电力不足概率(LOLP)的方法来确定备用容量。有的国家采用 $LOLP=0.1\text{ d/a}$ ,如美国、加拿大、西班牙等。相应的备用容量为系统最大负荷的28%~29%。日本、英国及其他一些欧洲国家规定 $LOLP=0.1\sim0.4\text{ d/a}$ 。

(曹俊)

dianli xitong changyuan fazhan guihua

**电力系统长远发展规划** (long term electric power system planning)

研究15~30年或更长期的电力系统发展的规划。其任务是研究电力系统在规划期内将要出现的重大的带战略性决策的问题,经过全面的、系统的、深入的调查研究与分析,提出电力系统在规划期末和分阶段的发展目标、方向及战略性原则等,以指导电力系统今后的发展,并为电力



系统中期发展规划提供编制依据。

几十年来,在各国电力系统发展的历史进程中,有的对全国的电力工业发展编制了长远发展规划(见综合卷电力长远发展战略计划),如20年代的苏联列宁电气化计划,50年代中国的1953~1967年中国电气化计划,日本4次的电力设备现代化和电力现代化计划,1964年和1972年美国两次编制的国家动力规划等等,有的对一个电力系统发展编制了长远发展规划,如60年代英国编制了275 kV系统升压成400 kV的规划。这些规划的编制大都集中了大量专家,经过一年或几年的时间进行编制。法国电力公司并设有专人长期从事长远发展规划的研究工作。电力系统长远发展规划的主要内容有:①电力负荷预测——深入调查国民经济的长远发展及其对用电需要,提出电力系统长远发展目标;②动力资源开发——全面研究地区一次能源平衡和对地区内外可能开发的动力资源条件,提出电力系统今后发电所需的动力资源(包括水力、煤炭、石油、天然气、核能等)的来源和输送方式;③电源发展规划——根据动力资源和负荷分布条件、电厂建设条件、可能开发的设备制造的技术条件,提出发电电源构成和电源布局方案(包括对发电机组设备技术水平要求);④输电网发展规划——经过对电源及地区负荷的分析,提出输电网主要干线的电压等级及结构,提出规划期末和分阶段的输电系统的地理接线图;⑤配电网发展规划——经过对城市电网负荷密度及负荷分布的分析,提出配电网今后发展的前景及配电网地理接线图。此外,电力系统长远发展规划还必须研究技术进步问题,提出对技术进步的要求和课题,以保证电力系统能不断地向用户提供充足、可靠、合格、廉价的电力。为了实现长远发展规划,也要研究资金筹措(包括电价)、设备供应、人员培训、环境保护等问题,并提出相应的原则措施。

电力系统长远发展规划既是全国电力长远发展战略计划的组成部分,也是本地区国民经济长远发展规划的组成部分,因此,在编制电力系统长远发展规划时,要注意与上述两个规划的协调配合,并且随着客观环境的不断变化,电力系统长远规划也要随之修订。一般来说,大约5~7年修订一次。

**电力负荷预测** 电力负荷需求是制定规划的依据,电力系统长远发展规划中的负荷预测内容包括:总需电量、最大负荷、日负荷特性和分区的负荷分布。

由于长远规划期为时久远,难以进行详尽的负荷预测,只能进行宏观的分析和测算。测算有多种方法,可从国民经济的各个角度进行测算,并提出未来负荷数值的变化范围,提出高、中、低不同发展速度的方案。(见电力负荷预测方法)

**动力资源开发** 研究在规划期内动力资源的开发利用,以满足电力负荷发展的需求。

研究时,首先要了解本地区一次能源资源开发利用的现状,包括储量、品种、质量、分布及主要部门的能源消耗情况,然后,测算规划期内各部门特别是电力部门对一次能源的需求量和可能的供应量,研究动力资源供应与需求间的矛盾,进行能源、电力、运输综合平衡,并据此安排电源。一般,动力资源主要包括:煤炭、水力、石油、天然气、核能等,在进行综合平衡时,应以求得能源供应的经济、稳定、可靠为准则。通常,首先研究本地区的动力资源供应,若本地区资源不足,则要考虑从外区采购。有的国家缺乏动力资源,往往采取能源多样化政策,其电力系统也应考虑能源多样化。在中国,煤是主要动力资源之一,大部分电力系统要依靠山西-陕西-蒙西-宁夏这一能源基地供煤,而运输能力又长期不足,因此,煤、电、运问题在中国电力系统长远发展规划中,需要突出地进行研究。(见动力资源开发)

**电源发展规划** 根据可取得的动力资源来安排电源发展规划,提出电源建设的基本方针,内容有:发电总容量安排,电源合理安排和新技术开发利用。

**发电总容量安排** 按照电力负荷预测,进行电力电量平衡,以确定发电总容量。对有水电的电力系统,电力平衡按设计枯水年进行。发电总容量是由满足系统最大发电负荷需要的工作容量和系统备用容量(一般为系统最大负荷的25%)组成。在中国,大部分水电在枯水期保证出力较低,只有装机容量的 $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{4}$ ,安排系统的发电总容量时应充分考虑足够的补偿容量,并考虑原有机组的退役问题。

**电源合理安排** 包括两个方面:一是根据电力系统负荷特性(峰荷、腰荷和基荷的分布)来安排峰荷、腰荷和基荷电厂。随着国民经济的发展,电力系统的调峰问题日益突出。为此在长远规划中需要加以研究。另一是根据负荷分布和动力资源的条件,来确定在动力资源地区抑或在靠近负荷中心地区建设电厂。

**新技术开发利用** 根据规划中电力发展的需要,为提高能源转换效益和改善环境的要求,来研究解决电源发展的新技术问题,如循环流化床、综合煤气化的燃气-蒸汽联合循环,核电厂采用固有安全性的反应堆、高温气冷堆和聚变裂变混合堆,以及充分发挥水电厂效益等。

**电力网发展规划** 包括输电网发展规划和配电网发展规划两部分。

**输电网发展规划** 根据未来规划期内的负荷要求与电源安排,提出电网建设应遵循的基本原则和地理

接线图,为输电网发展采用新技术和大机组创造条件。输电网发展规划的内容有:①供电区域划分与区间潮流分析;②主网架要结构研究;③与相邻电力系统的连接;④短路电流水平配合;⑤新技术开发利用。

(1)供电区域划分与区间潮流分析。根据未来负荷分布情况和电源安排,将整个电力系统划分为若干分区,根据分区电力电量平衡,研究分区间的电力潮流。潮流应按丰水期和枯水期时最大运行方式和最小运行方式考虑,分析主网架和联络线的功率大小和流向,划分送端电源区和受端负荷中心区,划分主网架和分支线,从而为选择合理的与相邻电力系统连接方式、主网架结构和电压等级提供依据。在分析联络线的功率时,要考虑地区间备用容量的分配。

(2)主网架结构研究。根据潮流分析中电力网的功率输送方向和大小,初步确定电压等级与主网架。确定电压等级应考虑技术经济的可能性。确定主网架结构时应充分考虑提高稳定水平,防止出现稳定破坏、连锁反应、电压崩溃等大面积停电事故。在输电网发展规划中一般要遵循以下原则:①输电网规划要按电压等级高低分层,形成分层结构,而电厂按容量大小或单机容量大小的不同,分别接入不同层次的网架上,主力电厂应直接接入最高一级电压主网架上。②输电网规划要按供电范围划区,形成分区结构。确定以负荷为中心的受端系统,加强受端中心的电压支撑。③受端电力网结构要紧密,以提高大机组或主干线故障后的抗干扰能力。在受端电力网架建成后,可以考虑打开下一电压等级的环网。④主网架要避免不利于稳定的接线,如T接、单回路大环网、高低压环网、环套环、长短线并列、单回超长线等。⑤大电源之间避免相互直接连接运行。

(3)与相邻电力系统的连接。在电力系统发展过程中,为了取得电力系统互联的效益,根据交换功率的大小和相互对安全运行的影响,考虑与相邻系统的连接、连接电压等级和采用交流或交流-直流-交流的连接方式。

(4)短路电流水平配合。长远规划中必须考虑短路电流配合,其主要任务有如下三点:①计算短路电流水平增长的预期值。②提出短路电流水平最合理的配合。③当短路电流水平过高而需要大量更换现有开关设备时,提出限制系统短路电流水平的措施。限制措施有:①电力系统中局部范围短路电流水平过高时,在规划中要避免电源过分集中接入。②经过技术经济论证后,采用更高一级电压的电力网。③开断下一电压等级环网,如英国在形成400 kV输电网后,就将下一电压等级275、138 kV环网打开,使这些电压等级的变电所改变为终端变电所,直到最后一级采用双电源接线,平时打开,发生事故时进行检查无电压自动投入。这样,

供电的可靠性并未降低,而短路电流却受到了限制。④当扩大与相邻系统相连时,采用直流联网。⑤提出研究发展更大断流容量的新型断路器等。

(5)新技术开发利用。根据长远规划中电力系统容量不断增大的需要,分析今后电力网发展中可能出现的新技术问题,促进这些新技术的开发和应用,如更高一级电压等级的开发,更大范围的电力系统互联和采用更可靠经济的超高压输变电设备等。

随着更高一级电压等级的出现,相应地要研究系统的稳定、对稳态过电压和操作过电压的控制,以及更高一级电压等级所带来的电晕、电磁场、静电场、噪声等对环境的影响。更高一级电压等级的输变电建设,就要求制造更可靠和更经济的输变电设备,并考虑相应线路走廊占地的可能性。

在电力系统不断扩大而与相邻系统互联时,要研究更大范围互联后的静态运行特性、联络线功率振荡的阻尼特性和故障后的动态运行特性。若采用直流互联时,则要分析直流系统故障时对电力系统的影响,分析利用直流输电的快速控制来提高交流系统稳定性以及交直流并联运行技术。此外,还要处理好大机组与电力网间的协调技术。

配电网发展规划 研究15~30年或更长时期城乡供电发展规划。从调查分析城市配电网的现状入手,对国民经济现代化所提出的供电高度可靠、电压质量高度合格和城市环境美化等要求和由此引起的新问题提出解决办法。其中包括:设备的负载能力、短路容量、运行电压、无功补偿能力及继电保护装置等。需要考虑建立更高一级配电电压来解决城市中高密度负荷地区的供电问题;研究建设地下变电站和采用电缆线路以及开发新型设备来满足配电网发展的需要等问题。在农村,则需解决普及用电、提高用电水平,以及相关的电源和线路容量等。

#### 参考书目

沙利文著,电力系统规划,孙绍先译,北京:水利电力出版社,1984

张奔,何大愚主编,电源规划与数学模型,北京:能源出版社,1989

(张惠勤)

dianli xitong chaoliu jisuan

电力系统潮流计算 (load flow calculation of electric power system) 见潮流计算。

dianli xitong chaoliu youhua

电力系统潮流优化 (power flow optimization of electric power system) 满足各种安



全性约束的条件下合理安排电力系统运行方式,使总的运行费用最少或其他的目标(如网损等)最优。经济性或其他最优目标与安全性之间的关系是目标与约束之间的关系或称最优化问题。典型的经济调度(见电力系统经济调度)是以提高经济效益为主,而优化潮流则是一种可以综合安全性和经济性或某些目标的方法。在优化潮流数学模型中包括表示经济性或其他目标的目标函数,满足基本潮流要求的等式约束以及限制控制变量和状态变量的允许范围或时间要求的不等式约束。

由于目标函数形式和约束处理上的灵活性,优化潮流方法并不只限于电力系统安全经济运行。它在安全控制,系统规划等方面均可以应用。因此,这一方法在电力系统中的应用,具有广阔的前景。

优化潮流的目标函数多种多样。除了应用得较多的最小运行总费用、最小网损、最小甩负荷以外,还有保持运行电压水平最高,最小控制量的变化,最小燃料贮备,联络线交换功率最大等目标函数。需要指出的是不同目标函数得到的潮流分配是不相同的。如果先用一种目标作优化计算,并将这个计算结果写成等式约束,再进行另一种目标的优化计算,则可以得到在满足第一种目标前提下实现第二个目标的最优。优化潮流多种目标的处理方法是目前电力系统经济调度方法所无法做到的。

优化潮流的约束处理基本上必须满足三种约束条件:等式约束,其条件是保证变量满足潮流方程式;另外的两个约束条件是控制变量与状态变量必需满足由安全条件所定义的允许范围。以上述形式表示的约束,既考虑了运行可行性,又表示了安全性,这是用物理特性来描写的约束。如果用时空特性来表示,则可以分为静态约束和动态约束。静态约束只是表示空间上的问题,如发电机有功、无功功率上下限,节点电压上下限,变压器分头位置限制,联络线的功率限制,线路安全性约束等。其中包括  $N-1$  线路安全约束的处理。电力系统运行是一个动态问题,很多情况下不仅要考虑某一瞬间与空间有关的那些约束,而且还应考虑时间间隔上各个运行状态之间的约束,亦即与时间有关的约束,如水量限制、发电机调整速度的限制、核电站带来的特殊要求等。这些约束称为动态的约束。因为优化潮流用数学规划作为基本模式,所以在约束的处理能力上是很强的,几乎可以涉及到电力系统运行的所有约束。这也是比经典的经济调度法优越得多的地方。

优化潮流的数学模型及计算方法已经提出并付诸应用的很多,归纳起来可以分为 5 大类。

(1) 非线性规划模型。建立于非线性最小目标和约束条件的潮流优化模型。初期的求解方法是一阶梯

度法用罚函数形成无约束优化增广目标函数,以海森矩阵及其梯度进行优化搜索求解的方法。改进的方法是增广简化梯度法,每次迭代用自变量的简化梯度进行一维搜索求解。另一种方法是基于牛顿法的优化潮流算法,能求解经典二次可微模型的问题。这种方法可以保留网络的稀疏性,大大提高了计算的功效。若将有功无功优化解耦,并通过适当选择状态量及经过泰勒级数处理,目标函数可变为二次型,约束条件可写成线性,即得到一个解耦二次规划形式的优化潮流模型。这种模型计算时收敛可靠,计算量较小,可以用来解决大多数优化潮流问题。

(2) 线性规划模型。这类模型要求忽略非线性,用线性模型来代替,通常可以在额定运行点附近将目标函数与约束条件线性化。也可以用分段线性化的方法将光滑的非线性近似为分段的线性,在求解时分段线性在迭代中自动逐次进行且使线性化造成的影响逐步减小,最后可以得到与非线性方法同样的收敛精度。在计算速度方面这种方法优于任何其它的算法。目前所选用的优化方法几乎都集中在具有上下界制约、解耦、分段线性的线性规划方法。由于分段处理使非线性规划与线性规划之间的区别变小,因此在有些分类方法中已不再加以区别,而以解耦及非解耦作为分类的条件。

(3) 动态规划方法。这类方法是从动态过程的总体上最优,同时适用于离散性问题。因此,它主要用于机组最优组合和水火电混合系统的协调调度。由于电力系统是一个庞大系统,动态规划方法会形成“维数灾”故在实施上有一定局限性。

(4) 混合整数规划模型。主要应用于机组投入,补偿电容投入,变压器分接头调整,电力系统规划等。由于这些问题涉及到整数变量,所以应用混合整数规划方法。求解可以用分支定界法,也可以用拉格朗日松弛法。分支定界法是一种隐含枚举法,对大型问题计算负担太大,这时拉格朗日松弛法更为适用。

(5) 参数规划模型。在实时调度中,尤其是实施安全经济自动发电控制时,两次调度之间间隔很短,负荷只有微小变化,因而采用参数规划模型,可以使计算速度大大提高。但这方面的研究尚在继续进行中。

#### 参考书目

李文源, 电力系统安全经济运行·模型与方法, 重庆: 重庆大学出版社, 1989

于尔铿, 现代电力系统经济调度, 北京: 水利电力出版社, 1986

(单渊达)

dianli xitong de xitong shigu

电力系统的系统事故 (system failure)



引起电力系统不能保持正常供电或造成大面积停电的事故。这类事故有：电力系统稳定破坏（见电力系统稳定）、电力系统振荡、电力系统频率崩溃、电力系统电压崩溃、电力系统瓦解等。（见连锁反应与电力系统重大事故）

**发生原因** 一般为：电力系统失去大容量电源；电力输送容量超过安全稳定极限；设备发生故障，继电保护装置误动或拒动；断路器失灵或人员错误操作等而造成的事故扩大；自然原因造成的同时多处故障等。

**预防措施** ①有符合规定的有功与无功电源备用容量和必要的调节手段。②电力网结构合理，加强受端系统、适当地扩散外接电源。③对输电网进行稳定校验计算，并采取必要的提高稳定性的措施；针对不同运行方式，规定各条线路的稳定极限，并在运行中严格掌握。④采用快速继电保护，合理选择自动重合闸方式及重合闸时间；装设必要的解列、控制过负荷等安全自动装置。⑤安装按频率降低自动减负荷和按电压降低自动减负荷装置。⑥设置在系统发生事故时仍能保证畅通的调度通信系统。⑦设置对电力系统进行安全监视和控制所需的调度自动化装置和相应的发电厂、变电所自动化装置。⑧采取防止误操作的必要措施和对调度员及发电厂、变电所运行人员进行提高操作水平和处理事故能力的培训。

（沈培厚）

dianli xitong de xitong shigu chuli

**电力系统的系统事故处理** (system restoration management)

消除系统事故，调整电力系统运行方式和恢复供电的过程。电力系统值班调度员是处理系统事故的指挥者，对正确和迅速处理事故负有责任。处理的系统事故一般有：①大电源突然断开后，全系统或受电地区的电力严重不足，频率与电压大幅度下降；②系统稳定性（同步稳定、频率稳定或电压稳定）破坏，可能使系统解列成几个部分，有的电厂全部停电或失去大量负荷；③大量甩负荷引起系统频率和电压异常升高；④主要设备严重过负荷；⑤由于设备事故（包括继电保护装置误动）电力系统被解列为若干片。

**系统事故处理原则** 包括以下几点。

（1）尽快限制事故的发展，消除事故的根源并消除对人身和设备安全的威胁。

（2）用一切可能的方法保持对用户的正常供电（供热）。

（3）尽快对已停电（停热）的用户恢复供电（供热），对重要用户尽可能优先供电（供热）。

（4）调整电力系统运行方式，使其恢复正常。

**系统事故处理步骤** 一般分为：事故信息采集，事故类型分析和事故处理方案实施等步骤。

**事故信息采集** 有三种方式：①单一的人工电话采集。这种方式只是在电力调度自动化程度较低时使用。当发生系统事故时，事故有关单位的值班人员，如发电厂的值长，变电所的值班长用调度电话向系统调度员报告事故发生的情况：断路器跳闸时间，继电保护和安全自动装置动作情况，发电出力，频率、电压和线路潮流的变化及设备有无过负荷现象等。②计算机实时监控系统（见电力系统监视控制）和人工电话联合采集。这种采集方式需要在各主要发电厂和变电所安装有用采集和传送主要电气元件运行工况的远动装置，在电力系统调度室装有接收和处理系统运行工况信息的计算机实时监控系统。当电力系统发生事故时，系统调度室的模拟屏和由计算机控制的屏幕显示器能够向值班调度员发出事故信息：断路器跳闸信号、警报与跳闸时间；输电线路潮流及系统频率、电压变化情况；设备过负荷和输电线路功率超过稳定极限报警等。当继电保护和安全自动装置动作状态还未接入计算机实时监控系统时，调度员仍需用电话向事故单位询问。③计算机实时监控系统进行事故信息采集。这种系统能够将调度员处理事故的所有重要信息显示于调度模拟屏和屏幕显示器上，只在出现错误信息或监控系统停用时用电话采集。

**事故类型分析** 以所采集的事故信息作为分析依据，目的是确定相应的处理方法。如系统解列性事故，造成被解列的受电地区大面积停电，就要迅速采取措施恢复系统并列，对停电用户恢复供电。事故类型由值班调度员或计算机监控（具有安全分析功能）系统判定。

**事故处理方案实施** 通常由系统值班调度员根据已判定的事故类型拟定处理方案，也有用计算机安全分析系统自动向值班调度员提供事故处理方案的。在确定处理方案之后，由值班调度员用电话向事故有关单位值班人员发布事故处理命令。当系统调度室有遥控装置时，值班调度员可直接进行遥控处理事故。若处理事故时调度通信中断，或遇紧急事故，发生事故的单位可根据规定的范围和权限自行处理。

**参考书目**

太田宏次著，电力系统的保护与控制，王春生译，北京：电力工业出版社，1981

（李本智）

dianli xitong dianli dianliang zonghe pingheng

**电力系统电力电量综合平衡** (overall power and energy balance of electric power system)





电力平衡与电量平衡的综合分析。在系统规划设计中,电力平衡用来确定系统发电容量,电量平衡则用来检验系统发电容量及电源结构的合理性,并根据电量平衡的结果,调整发电容量及电源的结构。

在电力、电量平衡的基础上进行综合平衡,其内容为:①对凝汽式火力发电厂应检验发电设备年利用小时数,使其在一般年份保持在 5000 h 左右;②对热电厂应校验热电联产电量的利用程度,复核供热机组的类型及容量;③对水电厂要检验水电厂的装机容量及发电量的利用程度,计算能被系统利用的容量及电量,作为对水电厂进行经济评价的基础。④对核电厂要检验电力系统能否保证核电厂担负基本负荷,以保证核电厂安全、经济运行。

根据水电比重的大小及系统特点,按照时段来分,可进行年、月、旬等的电力、电量平衡。按水文情况不同,可进行枯水年、平水年、丰水年的电力电量平衡。必要时还要进行特枯水年的电力电量平衡。(见电力系统电力平衡和电力系统电量平衡)

(曹 俊)

dianli xitong dianli pingheng

**电力系统电力平衡** (power balance of electric power system) 电力系统中电源与负荷的平衡。根据预测的电力系统负荷来确定电力系统的发电容量。它是电源规划工作的一部分。电力平衡的内容是:①工作容量计算;②备用容量计算;③水电平衡;④火电平衡。计算结果可用电力平衡表或电力平衡图表示。

**工作容量计算** 水电厂、火电厂工作容量分别计算。根据规划期内预测投产的水电厂的保证出力、强迫出力、预想出力及系统负荷曲线计算水电工作容量。系统负荷减去水电工作容量即为火电(包括核电)工作容量。(见电力系统工作容量)

**备用容量计算** 用系数法或电力不足概率 (LOLP) 计算出备用容量并在水、火电厂之间合理分配,求出水电备用容量及火电备用容量。(见电力系统备用容量)

备用容量与工作容量之和是保证系统安全可靠和不间断供电所必需的容量,称之为必需容量。

**水电平衡** 水电装机容量与必需容量之平衡。由于水电厂在某些情况下运行水头低于设计水头或其他原因,水电厂的最大出力(亦称预想出力)有时低于装机容量,装机容量与预想出力之差称为受阻容量。在进行水电平衡时,预想出力必须大于水电必需容量,两者之差称为空闲容量。在平衡时可能遇到如下两种情况:①空闲容量过大,此时需研究提高水电必需容量的可

能性,如扩大联网或复核水电装机容量,研究减少水电装机容量的合理性;②空闲容量为负值,即必需容量大于预想出力,则应研究降低水电工作容量及备用容量的合理性,或研究扩大水电装机容量问题。

**火电平衡** 火电装机容量与必需容量的平衡。在平衡时,火电受阻容量及退役容量应予以扣除。通过平衡,可以确定火电新增装机容量投产的进度。平衡结果应使火电保持盈余。但由于投资或其他原因的限制,无法增加足够的容量使火电保持平衡时,系统将发生缺电现象。

在编制电力平衡表的过程中,常常要做多个方案,反复平衡,才能得到预期的结果。

(曹 俊)

dianli xitong dianliang pingheng

**电力系统电量平衡** (energy balance of electric power system) 在规定时间内(年、月、日)内电力系统所需电量与电力系统中各发电厂可发电量的平衡。当电力系统中有水电厂时,一般要进行不同代表水文年(即枯水年、平水年、丰水年,必要时的特枯水年)的电量平衡。通过电量平衡可以求出各类电厂设备的年利用小时数、燃料消耗量、水电厂发电量的利用程度及需要新增机组和其投产时间。还可以计算地区与地区之间联络线的交换电量的数值,以确定联网的合理性。电量平衡是电源发展规划的组成部分。

**电量平衡内容** ①系统需要的电量;②水电厂的可发电量;③火电厂(包括核电)的发电量(由系统需要的电量减去水电厂可发电量);④火电厂的年平均装机容量(根据上一年的年末火电装机容量及当年计划新增火电容量计算);⑤火电设备年利用小时数(火电年发电量除以火电的年平均装机容量)。

**电量平衡原则** 在保证系统对用户充分供电,安全可靠运行的情况下使系统的总燃料费用最小。一般原则是:①优先利用水电厂的发电量;②充分利用热电厂热电联产的发电量;③在系统规划设计中,按照凝汽式电厂(包括供热电厂凝汽部分的出力)燃料费用的大小,并考虑电力网损失的修正,依次按低费用电厂到高费用电厂的顺序增加出力;④当系统负荷低于水电厂的强迫出力、热电厂热电联产的强制出力及凝汽式机组最小技术出力三者之和时,为保证电力系统安全运行,必须优先安排凝汽式机组的技术最小出力及水电厂为满足下游用水而必须的强迫出力。

**电量平衡检验** 应从三个方面进行检验:①火电设备年利用小时数;②水电厂发电量的利用;③热电厂热电联产发电量的利用。

(1)火电设备年利用小时数。可用来检验电力系统

的电量平衡程度。火电设备年利用小时数与发电设备的等效可用系数、发电厂在日负荷曲线的工作位置及系统备用容量的分配有关。根据中国的运行经验,一个供需平衡的电力系统,火电设备年利用小时数一般不应超过 5000 h (1987 年美国为 4078 h,苏联为 5356 h,日本为 3935 h,英国为 4291 h,联邦德国为 3823 h,加拿大为 3140 h,世界平均约为 4000 h)。当超过 5000 h 时,电力系统就开始缺电,到 6000 h 左右就会严重缺电。但在某些电力系统里,遇水电出现枯水年,且火电厂以担任基本负荷为主时,火电厂设备年利用小时数允许达到 6500 h 以上。

(2) 水电厂发电量的利用。水电厂的发电量应为系统充分利用,才能发挥水电厂的经济效益。在电量平衡中若发现水电厂的发电量未被完全利用时,则应按可用电量来评价水电厂的经济性。若未被利用的水电发电量是季节性的,则应重新论证水电厂为节省火电燃料,多发季节性电能而增设的发电容量(即重复容量)的合理性;或根据电力系统的具体情况,研究设置季节性用户的可能性。

(3) 热电厂热电联产发电量的利用。在水电比重大的系统里,在丰水期可能发生热电厂热电联产的发电量不能为系统利用时(即系统最小负荷小于水电厂的强迫出力、热电厂热电联产的强制出力和凝汽机组最小出力之和时,热电厂必须降低出力而不能实现热电联产),同样应研究热电厂的建设规模及检查机组选型是否合理。

(曹俊)

dianli xitong dianya bengkuai

## 电力系统电压崩溃 (voltage collapse)

电力系统或电力系统内某一局部,由于无功电源不足,运行电压过低,当达到极限值(保持电压稳定的最低电压值)以下时,产生无功功率缺额增大与电力网电压下降的恶性循环,以致输电线路、发电机,由于失去同步、过负荷等原因而跳闸,结果造成大面积停电的事故状态。电压崩溃一般为局部性的,但其影响可能波及全系统。

电压稳定性 正常运行情况下,由于负荷的电压效应以及无功电源备用的作用,当负荷变动时,电力网电压可以随时稳定于某一确定值,系统是稳定的;而当电力网电压低到某一数值之后,电源无功功率的减少(如静电电容器的无功功率与电压的平方成正比),大于负荷所吸收无功功率减少的数额时,电力网电压将不断地下降,而出现电压崩溃。电力系统中某一节点的电压稳定性,可以  $\frac{dQ}{dU}$  作为判据 ( $Q=Q_G-Q_L$ ,  $Q_G$  为输

入节点的无功电源,  $Q_L$  为输出节点的无功负荷,其单位均为千乏 (kvar),  $U$  为节点电压), 即当  $\frac{dQ}{dU} < 0$  时,

节点电压是稳定的,  $\frac{dQ}{dU} > 0$  时,节点电压是不稳定的,

$\frac{dQ}{dU} = 0$  时,节点电压为极限值。在系统运行中可能发

生电压崩溃的具体情况有: ①在无功电源不足的情况下,负荷大量上长(特别是感应电动机负荷)或运行电压接近极限值。②大容量机组失磁或断开。③大容量过励磁运行的调相机、并联电力电容器断开或故障。④输电线路负荷突增,如双回路跳开一回,使其需要的无功功率大量增加。⑤在受电地区,当失去对输电线路的无功功率支持或输送的有功功率过多。⑥在供电系统大量采用有载调压变压器,当无功电源不足时,这些有载调压变压器仍要维持供电电压,势必将上一级电压拉低,甚至会引起全系统的电压崩溃,这是电力系统发生大停电的一个重要原因。

防止电压崩溃的措施 主要有: ①依照按电压分层平衡与分区就地补偿的原则,安装足够容量的无功补偿设备,这是防止电压崩溃,也是做好电压调整的基础; ②在正常运行中要备有一定的可以瞬时自动调出的无功功率备用容量,特别在受电地区此点尤为重要; ③在供电系统采用有载调压变压器时,必须配备足够的无功电源; ④不进行大容量、远距离无功功率的输送,不在系统间联络线输送无功功率,各系统无功功率自行平衡; ⑤高电压输电线路的充电无功功率不宜作为无功功率补偿容量来考虑,以防输送大容量有功功率或线路跳闸时,系统电压异常下降; ⑥高电压、远距离、大容量输电系统,在中途及短路容量较小的受电端,设置静止补偿器、调相机等作为电压支撑,防止在事故中引起电压崩溃; ⑦在必要的地区安装按电压降低自动减负荷装置,并排好事故拉闸顺序表。

### 参考书目

CIGRE WG38. 01. Planning Against Voltage Collapse. Electra, No. 111, 1987

(沈培厚)

dianli xitong dianya nixiao zheng

## 电力系统电压逆调整 (reversing adjustment of electric power system voltage)

按规定的运行电压的允许偏差,在电力系统高峰负荷时,将电压调整到电压曲线(见电压中枢点)上限和临近上限的附近范围和在电力系统低谷时将电压调整到电压曲线下限和临近下限的附近范围的电压调整方法。

电力系统运行中,在负荷最大时,由于有功和无功



负荷潮流大,线路电压降增大,用电处的电压就低。在负荷小时,有功和无功负荷潮流小,线路电压降也小,用电处的电压就高。供电电压必须在这两种电压变动范围很大的运行情况下都能满足用户的需要。在发电厂和装有补偿设备或有载调压变压器的枢纽变电所,采用逆调压的措施,可减少电力网的电压偏差,使接近用户的调压设备缩小调整范围,并使用户的电压偏差减小。

(沈培厚)

dianli xitong dianya texing

**电力系统电压特性** (voltage characteristics of electric power system)

电力系统电压与系统功率间的相互关系。电力系统电压特性的最大特点是系统的各点电压各有其特定的数值。这些数值决定于该点的电源电压与通过该点的有功及无功功率数值,而尤以通过无功功率的大小对电压值的影响最大。

**功率传输与电压的关系** 在电力由发电厂送到用户的路程中,经过了输、配电线路和各级变压器,这些设备都具有相对很大的电抗和相对较小的电阻(即串联阻抗接近于纯电感性),当通过与母线电压相位相差 $90^\circ$ 的无功电流时,将在这些设备的电抗上产生与供电母线电压同相位的电压降落,而直接使受电侧电压下降;而当通过与母线电压同相位的有功电流时,在电抗上产生的电压降将与电源电压差 $90^\circ$ ,因而对受电侧电压的绝对值影响显著地较小。因此,在实际的电力系统运行中,应当尽可能避免经高电抗设备(例如长距离的输电线路,传送有功功率的变压器)传送无功功率。

**无功负荷电压特性** 无功负荷包括电力网中变压器与输电线路消耗的无功功率和用户中各种用电设备消耗的无功功率。其中主要消耗者是用电设备中大量的异步电动机,它对电力系统的无功负荷电压特性起决定作用。(见电力系统电压崩溃)

**无功电源电压特性** 调相机、发电机、静电电容器、静止补偿器等都是无功电源设备。装在负荷中心附近的调相机在电力系统需要无功功率时,可以过励磁运行,向系统输送无功功率。当系统无功功率过剩时,它可以欠励磁运行,自系统吸收大约相当于其额定容量 $50\%\sim 65\%$ 的无功功率,故具有良好的调压作用。发电机增减其无功出力可使电压升高或降低,但发电机主要是发出有功功率,且现代电力系统发电机多远离负荷,一般用发电机所发无功出力补偿输电线路损耗(重负荷时)或吸收线路多余的无功功率(轻负荷时)。静电电容器送到系统中的无功功率与其端电压的平方成正比,当系统电压下降时,其无功功率大量下降,使系统无功电源反而减少,对系统的电压稳

定是不利的。各种类型的静止补偿器均有使其端电压维持恒定的特性,在需要紧急提供高速响应的无功功率情况下,在一定范围内能按系统需要送出或吸收无功功率。

**电力系统无功功率平衡** 在系统运行中,按分层分区并有备用的原则,使无功功率达到平衡。分层是按电压等级分层,通过补偿使不同电压等级电力网之间的无功潮流为零或尽可能减小。分区是按地区补偿,使本地区内的无功功率自行平衡,免除经过输电线路输送无功功率,以维持系统稳定和电压质量。系统中必须有一定数量的无功备用容量,特别是在受电地区更为必要。无功备用容量是防止在大容量补偿设备、发电机组或输电线路发生事故后,系统由于缺少无功而失去稳定。系统内在必要的地区,如受电地区,应装设一定容量的按电压降低自动减负荷装置和编排事故拉闸序位,以防止发生电压崩溃事故。

**无功负荷与电压的调节** 在分区平衡的基础上,补偿容量须具有调节能力,以适应负荷变化和保持电压质量的要求。装设有载调压变压器,可以保持负荷点的正常供电电压,但必须有充足的无功就地补偿容量,此点是防止电力系统发生电压崩溃应予注意的一个重要问题。对轧钢等大容量冲击负荷,采用静止补偿器补偿,可以平复电压闪变。

**对高电压长距离大容量输电线路的无功补偿** 在线路两侧均应配置相应的无功功率吸收及补偿设备,目的是防止电压过高或太低,并提高线路的输送容量。如果一侧接发电厂,则应充分利用发电机组的无功功率补偿及进相运行能力。为防止电压过高,线路应实现并联电抗器补偿。对高电压长距离输电线路采用串联电容器补偿时,其主要目的是用以提高线路的输送能力,改善线路的稳定性能。

对城市中较多的电力电缆线路多用并联电抗器补偿,以防止因电缆线路失去负荷后的充电功率而产生高电压。

(沈培厚)

dianli xitong diaodu fenceng kongzhi

**电力系统调度分层控制** (hierarchical control of electric power system dispatching)

按电力系统组织和结构分层来分担全电力系统运行调度和控制的任务。调度中心是对电力系统中发电厂、变电所、线路等进行调度控制的中心。电力系统是一个庞大的所跨地域辽阔的系统,不可能仅靠一个调度中心来集中统一调度控制,因此世界各国电力系统都采用分层调度控制。全系统的监视控制任务分属于不同层次,下一层调度组织除完成本层次的调度控制

任务外,还要接受上一层调度组织的调度命令并向其传送有关的信息。采用分层控制的优点很多,主要有如下三点。

(1) 与组织结构相适应。电力系统调度组织结构一般都是分层的。如国际电工委员会标准(IEC870-1-1)提出典型分层结构中就将电力系统调度中心分为主调度中心(MCC),区域调度中心(RCC)及地区调度中心(DCC)。这些相当于中国的网调、省调和地调。因此分层控制和调度组织结构是相适应的。尤其是调度控制任务有全网性的亦有局部性的,大量的局部性的调度控制任务可以由下层相应的调度机构来完成,而全网性或跨地区性的调度可以由上层相应调度机构来完成,这样便于协调和平衡。同时电力系统不断扩大,运行信息大量增加,分层控制方式亦使运行信息的采集分散化,各层次根据各自分担的调度控制任务采集运行信息,大大压缩了信息量的传输和处理,提高了调度效能。

(2) 系统可靠性提高。采用调度分层控制方式后,调度自动化系统亦相应分层设立,因而当某一层自动化系统停运或故障时,不致影响全系统调度自动化功能的实现,而且相应层次的自动化系统还有备用和互补作用,从而提高了整个系统的可靠性。

(3) 系统响应改善。在电力系统调度中实时性很重要,事故处理、负荷调度、不正常运行状态的改善和消除都必须在一定的时间内完成。采用调度分层控制方式使不少调度控制任务可以由不同层次调度自动化系统并行处理,从而加快了处理速度亦改善了整个系统的响应时间。此外,采用调度分层控制还便于调度自动化系统的功能扩充,系统升级和分期投资。

**调度任务分层** 中国各级调度中心的调度范围大体是:大型电厂、500 kV 及以上变电所由网调调度(参见彩图插第 16 页 27 图),中小型电厂、220 kV 变电所由省调调度,110 kV 及以下变电所和配电网由地调调度。调度任务具体可分为系统监视、系统控制操作、调度计划、运行记录以及其他调度管理业务。上述调度任务中系统监视和部分系统控制操作任务目前在各电力系统已可由调度自动化系统在线或离线实现。现分述各项调度任务内容。

(1) 系统监视。调度信息是调度控制的基础,各级调度中心通过对调度信息的采集,从而掌握系统运行接线图和系统运行参数。实时信息可以经过合理性和可信性校验,舍去明显不合理数据而获得,亦可经过状态估计后获得。经过处理的信息利用屏幕显示器提供动态的运行状态显示,当运行状态违反运行约束条件或出现故障时自动告警。

(2) 系统控制操作。可分为调度操作和自动控制

两类。调度操作是电力系统在运行中根据运行方式改变或事故处理对线路等进行分合闸或机组开停的操作,这些操作可以是由于经济调度的需要,亦可以根据检修计划的安排或是因安全分析和事故处理而采取的对策。目前调度自动化系统的相应软件如负荷预计、安全分析、经济调度、最优潮流等已开发应用,可以向调度人员提供调度操作的依据。自动控制则是在调度自动化系统中经计算机系统进行闭环控制。目前在某些电力系统中自动发电控制(automatic generation control, AGC)、自动电压控制(automatic voltage control, AVC)等功能已经实现。

(3) 调度计划。在人工或计算机系统对负荷进行预测的基础上制订不同周期的负荷曲线,安排调度计划。调度计划包括电力系统运行方式、负荷经济分配、机组开停机、水火电协调、联络线交换功率和设备维修。其中周和年的调度计划还包括水库调节、水库运行方式和设备大修计划等。在制订电力系统运行方式时,不但要满足用户用电需要,还要考虑安全约束条件的经济调度。运行记录、统计报表、继电保护整定、短路电流计算、稳定分析、潮流计算、通信等均属调度工作范畴。上述调度任务在各调度中心间按各自的调度范围分工负责。

**调度分层控制实例** 合理确定分层数和调度任务分工是非常重要的。主要有二层和三层控制,例如日本电力系统调度控制系统分中央、中间及集中三层控制所。中央控制所(总局)担负整个系统可靠运行及有效利用设备,包括负荷频率控制、主干系统电压控制、系统发电计划等。中间控制所(分局)担负主干系统以下地区系统的调度工作,包括地方系统安全监视控制、调度操作、地方水火电站调度、信息采集和向中央控制所传送信息。集中控制所主要管理向负荷供电的变电所群进行远方控制和变电所设备维修。日本电力系统调度三层控制系统模型图见图 1。

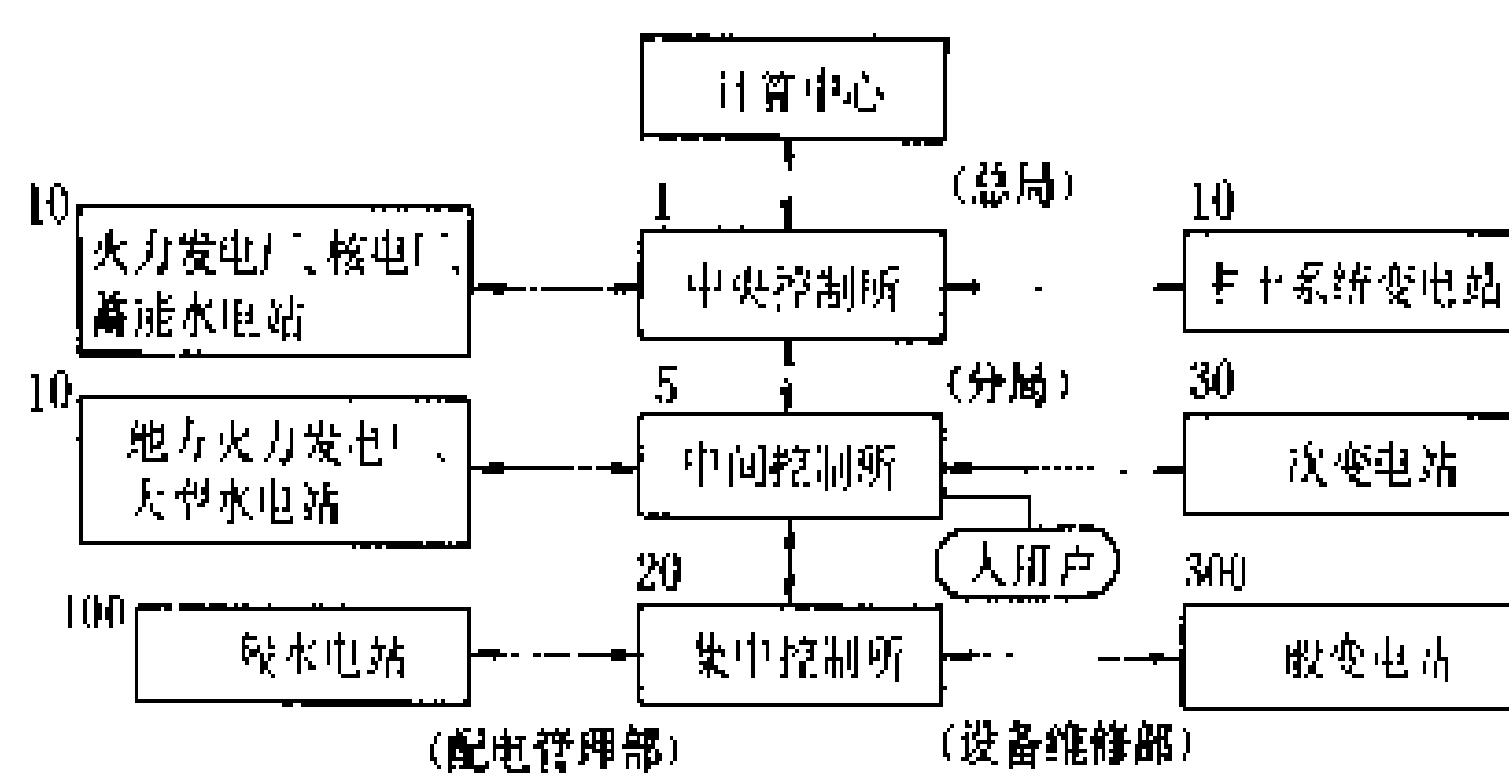


图 1 日本电力系统调度三层控制系统模型图  
(图中数字为一般数量)

另一个实例是在国际电工委员会标准(IEC870-1-1)给出的电力系统的远动系统典型分层结构。由 MCC 控制若干个 RCC,每个 RCC 又控制若干个



DCC, 发电厂和变电所按重要性分别由 RCC 或 DCC 控制 (见图 2)。

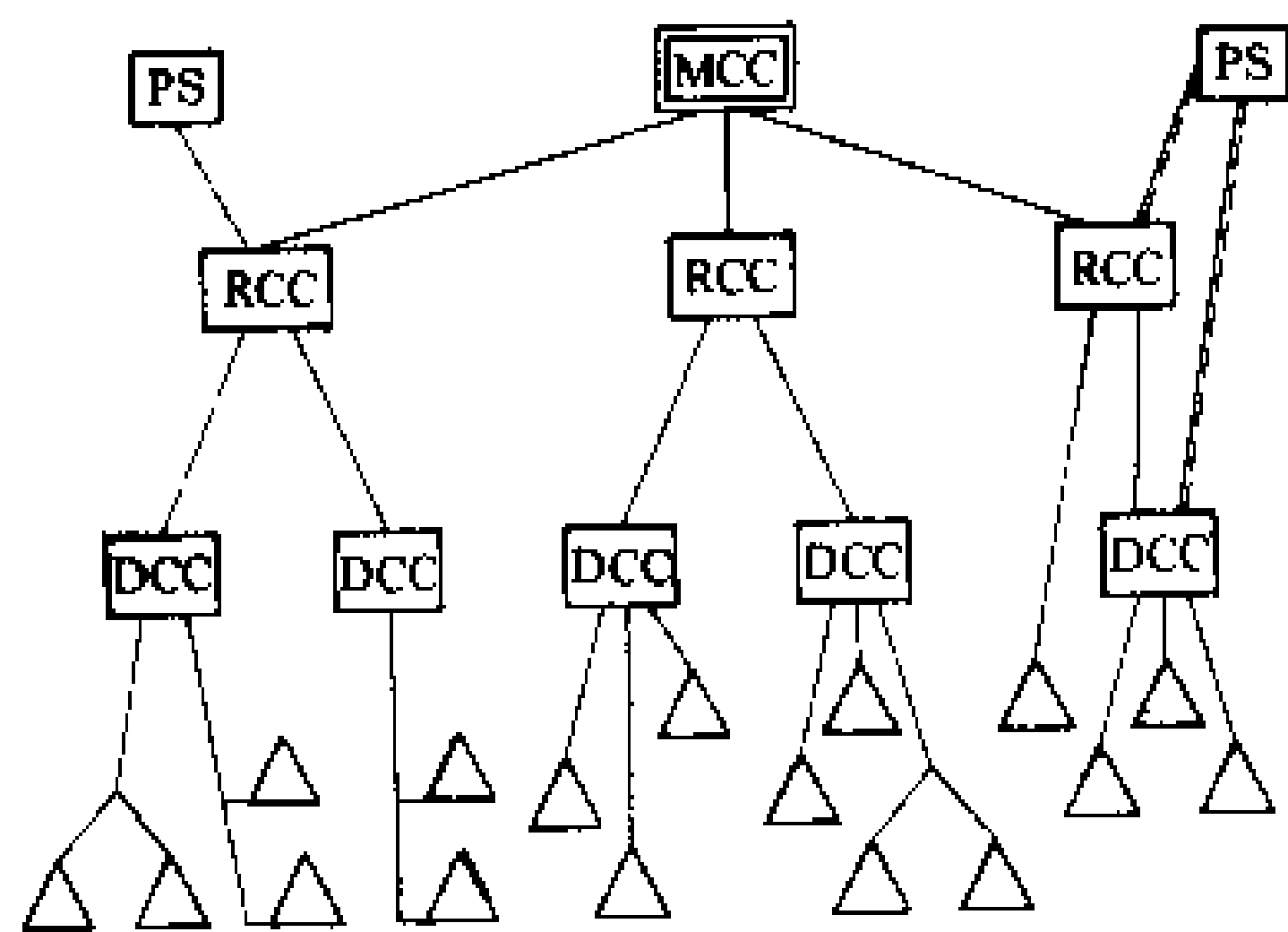


图 2 电力系统远动系统典型分层结构  
MCC—主调度中心；RCC—区域调度中心；DCC—地区调度中心；PS—发电厂；△—变电所、被控站

(赵祖康)

dianli xitong diaodu guanli

**电力系统调度管理** (dispatching management of electric power system) 对影响系统全局的电力系统运行问题进行调度和管理。调度管理的主要任务是：①充分利用发供电设备的能力和调节手段向用户提供质量合格的电能；②在不发生超过设计规定的事故的条件下，使电力系统安全运行和对用户连续不断供电；③合理使用燃料、水力等资源，使电力系统在安全稳定运行的前提下达到最大的经济性和对环境较少的污染。

**主要内容** 包括：①电力系统运行计划的编制；②电力系统运行控制；③电力系统运行分析；④继电保护、通信和调度自动化等设备的运行管理(见继电保护运行管理、通信与运动调度运行管理)；⑤有关规程制度的编制和人员培训等专业管理(见调度规程、电力系统调度员)。

**电力系统运行计划的编制** 电力系统运行计划又称电力系统运行方式。按时间分有年、季(月)、日的运行计划，发电用水库的多年调度计划等。运行计划的内容主要包括：①电力系统负荷预测；②有功功率、有功电量、无功功率的平衡计划以及与互联系统间的有功功率及电量的交换计划；③经济调度方案；④设备检修进度表；⑤新设备起动方案；⑥电力系统运行接线方式；⑦系统稳定、短路容量、潮流分布、调压等的计算分析及有关措施；⑧系统频率和电压调整措施；⑨事故对策等。不同时间段的运行计划其侧重点也不同；不同层次的调度机构，其运行计划的内容也不尽相同。(见电

力系统年度运行方式、电力系统日调度计划、电力系统经济调度)

**电力系统运行控制** 由于电力生产、传输与消费是同时完成的，所以必须对发电、输电、变电和配电等电力系统各个环节实行全面统一控制。控制由值班调度员负责，其主要内容有：①保持发电出力与供电负荷平衡，调整频率和电压；②监视系统运行状态和设备安全情况，处理发生的异常现象与事故；③监控经济调度方案和互联系统交换功率计划的执行；④下达设备检修、改变系统运行方式、处理事故、新设备投入运行等有关的操作命令。控制的手段有人工与自动两种，前者如对事故的处理，后者如发电控制、频率调整、信息收集以及数据处理等(见电力系统调度自动化)。

**电力系统运行分析** 根据电力系统实际运行情况，检查所编制的运行计划是否恰当，分析各项运行控制(特别是事故处理)是否正确，从中找出经验与教训，用以改进调度管理和提高调度人员工作水平。对分析中遇到的属于系统结构、电力设备或各种装置的问题，向有关部门提出，以求解决。

**调度管理体制** 有统一调度与联合调度两种。

**统一调度** 对全电力系统的负荷平衡、发电厂出力分配、发供电设备检修安排、电能质量调整和安全经济运行等实行全面统一的调度管理。统一调度的基础是电力系统的统一管理。统一调度的原则是系统的各组成部分服从全电力系统的最大利益，以使电力系统达到安全与经济的最佳运行。法国、瑞典等在全国范围内实行统一调度。中国的东北、京津唐等电力系统实行的是统一调度。

**联合调度** 互联电力系统按相互协议(合同)进行联合调度，组成互联电力系统的每一个电力系统仍实行独立的经济核算，在其内部实行的是统一调度，对外在电力系统之间实行的是联合调度。互联的电力系统之间，按预先订立的协议或通过临时协商，进行电力与电量的交换、事故支援、协调安全准则等。其模式有多种多样，有的联营、有的只是按计划实现系统间的电力电量的交换(见互联电力系统运行)。

**调度机构** 随调度管理体制的不同而定。

(1) 实行统一调度的电力系统都设有管理全电力系统运行的最高一级调度机构，在其下依电力网电压等级、系统结构和发电厂容量大小，按地区分设若干第二级、第三级等调度机构。统一调度实际为统一调度分级管理的体制；下级调度机构服从上级调度机构在调度业务上的领导，并严格执行其调度命令。如法国电力系统最高一级调度机构为中央调度所，其下分设 7 个地区调度所，地区调度所之下设若干配电控制中心。中央调度所负责全电力系统负荷预测、发电计划和安全



经济运行,执行同国外电力系统交换电力计划、重点管理 400 kV 电力网和地区间 225 kV 的联络线的运行。地区调度所负责所辖地区 63~225 kV 电力网的运行工作。配电中心负责 63 kV 以下电力网的运行工作。又如中国东北电力系统最高一级调度机构为调度局,其下为省调度所(亦称中心调度所),省调度所之下为地区调度所。调度局负责全东北电力系统负荷预测、发电厂出力分配和安全经济运行,管理 500 kV 及 220 kV 主干网络的运行。省调度所负责本省内 220 kV 及 66 kV 电力网的运行工作。地区调度所负责 66 kV 以下电力网的运行工作。

(2) 实行联合调度的电力系统,有的设联合调度机构,如日本本土 9 个电力系统连接成的联合电力系统设有两级联合调度机构(即联合调度所与地区联合调度所)。有的不设联合调度机构,如欧洲发输电协调联盟(Union for the Coordination of the Production and Transport of Electric Power, UCPTE)的联合电力系统,其有关联合调度事项由成员国电力系统调度所互相直接协商确定,其送受电结算及频率积累误差的调整由瑞士劳芬堡调度所兼管(见西欧各国电力系统互联)。

(沈济源)

dianli xitong diaodu xinxi

**电力系统调度信息** (information for electric power system dispatching) 电力系统运行时,各级调度中心及各发电厂、变电所相互之间传递的反映运行状态和进行控制调节的信息。同时亦包含与电力系统有关的其他信息。由于电力系统中发电厂、变电所数量多,分布地域广,运行状态变化频繁,变化过程快,因此要求调度信息具有高实时性和高可靠性。在电力系统中发电、输变电、供用电是同时进行的,因此时刻都要保持电的平衡,调度信息的高实时性是用以满足调度人员和调度自动化系统及时响应的要求。如果调度信息延时过长,将使信息失去应有的价值和控制的时机。调度信息的高可靠性是保证控制命令正确执行的先决条件。如果控制命令发生差错,将会导致误操作。而遥信遥测信息的差错,同样会导致错误的判断和决策,给电力系统带来损失。

**调度信息分类** 可按功能要求、信息流向、信息制式等分类。

**按功能要求分类** 可分为实时信息(real-time information),批次信息(batch information),水情信息(information of regimen)。

(1) 实时信息。反映电力系统实时运行状态和进行设备控制调节的信息。如:①遥信信息反映电力系统

中发电厂、变电所内各断路器的合分状态,各隔离开关的合分状态,变压器分接头位置以及继电保护和自动装置的动作状态等。从而掌握全电力系统设备运行连接情况。②遥测信息反映电力系统中发电厂、变电所和线路的运行参数,有发电机、变压器、母线和线路的有功功率、无功功率、电压、电流、频率以及统计电能量的脉冲量等。从而了解全电力系统设备运行参数。③遥控信息系调度中心向所管辖的发电厂、变电所发送的断路器合闸、分闸,发电机开机、停机以及电容器和其他自动装置投入、切除的遥控命令。用以控制操作远方的电力设备。④遥调信息系调度中心向所管辖厂站发送的调节发电机功率和电压、变压器分接头以及其他电力设备的远方调节命令,以改变远方设备的运行工况。上述信息中前两类是实现运行监视的基础,后两类是对电力系统进行安全经济运行的调度手段。按中国有关规定的响应时间指标,通信变位传送至主站 $\leq 3$  s,遥测越定值传送至主站 $\leq 3$  s,遥测全系统扫描传送为 3~8 s,遥控命令传送 $\leq 3$  s,遥调命令传送 $\leq 4$  s。

(2) 批次信息。为管理服务的数据、表报以及对电力系统安全、经济运行进行运算后的一些结果数据。其实时性要求较低,因此经常是等待积累到一定数量时,当通道无重要信息传送时按批次发送。

(3) 水情信息。反映电力系统有关地区内水情气象情况的信息。此类信息对调度中心进行运行调度亦是很有价值的。如水电站上游水库水位、下游尾水位、江河流量等水情信息,可协助调度人员对水电站进行发电计划安排。又如雨量、气温等气象信息可供预测负荷变化之用。雷、雨、风的信息有助于进行电力系统事故预想。

**按信息流向分类** 可分为上行信息和下行信息。上行信息为由厂站端向调度中心或下一层调度中心向上一层调度中心发送的信息,如遥信、遥测信息。下行信息为调度中心向厂站端发送的控制调节命令,如遥控、遥调信息。

**按信息制式分类** 调度信息在通道上传送一般均是采用数码形式。厂站端信息输入和输出制式可分为模拟量、开关量、数字量和脉冲量。①模拟量是随时间连续变化的量,如发电机、变压器、线路的功率、电压、电流等。为适应数据采集、遥测传送和计算机处理的技术要求,模拟量必需经过模数转换电路成为二进制数码。②开关量又称状态量,如断路器、隔离开关、继电保护触点等只具有两种状态的量。开关量可用二进制数码 0 和 1 来表示两种状态,实际上也是一种数字量。③数字量和脉冲量为一次仪表直接以数字输出的量和以脉冲输出计数的量,如以数字量输出的频率表、水位计和以脉冲输出的电能表等。

**调度信息转换** 模拟量信息,从厂站端采集到调度中心显示,其间经过多次转换。从厂站端电压互感器和电流互感器输出的交流电量,先通过电量变送器被转换成直流电量,再经过模数转换器转换成数字量,经通道传送到调度中心。在调度中心,根据需要某些数字量信息经数模转换器转换成模拟量,某些量亦可以经由屏幕显示器显示。

**电量变送器** 将交流电量变为直流电量以满足遥测需要的装置(参见彩图插页第14页23图)。在电力系统调度信息中遥测信息主要是各种电压、电流和功率值。电量变送器将它们转变为直流电压0~5V或直流电流0~1mA输出给计算机处理,国际标准倾向采用4~20mA电流输出型式以减少测量误差,由于在变送器输入为0值时,输出仍有4mA,还可判别变送器是否工作。电流型内阻较低,因而可靠性较高。

现简述几种主要变送器的原理。①电流变送器:将由电流互感器二次回路来的电流接入变送器内部的互感器,然后经全波桥式整流电路整流成直流。为补偿在输入电流较小时与输出电压的非线性误差,采用了二极管和电阻串联组成的补偿电路。在输出侧采用电位器和电阻组成输出调整电路以调整变送器的输出电压和电流,原理框图见图1。②电压变送器:当由电压

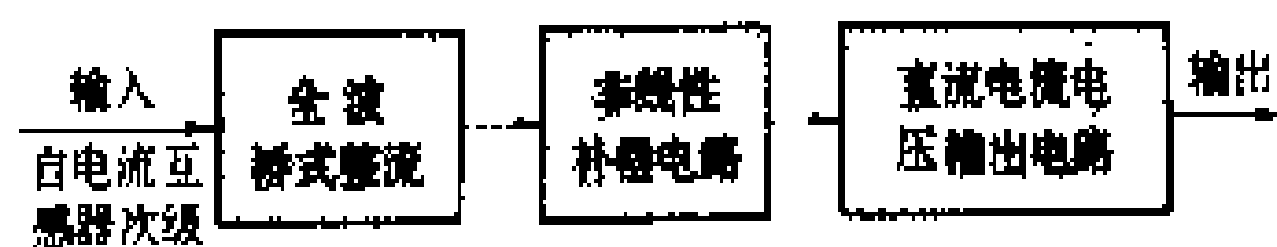
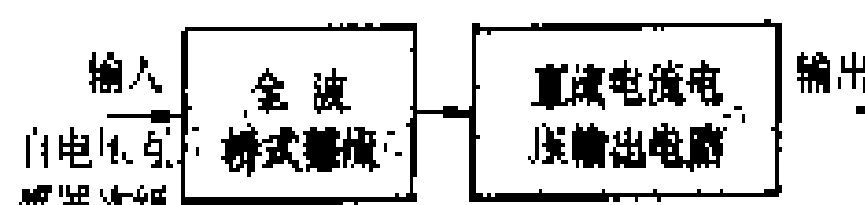


图1 电流变送器原理框图

互感器二次侧经二次回路引来的电压再经变送器内部的互感器降压后,通过全波桥式整流电路整流成直流。由于交流电压的变化范围一般在额定值±20%内,因此不需设置如电流变送器内的补偿电路。在输出侧同样采用电位器和电阻

图2 电压变送器原理框图



组成输出调整电路以调整变送器的输出值,原理框图见图2。③功率变送器:有单相和三相两类,用以测量线路、发电机等的有功功率和无功功率值,并能反映线路功率输送方向。单相功率变送器测量元件是一个时间差值乘法器,由磁饱和振荡器、恒流电路、桥式开关电路等组成。而三相功率变送器包括两个完全相同的单相功率测量元件、一个直流稳压电源、一个阻抗变换器组成,利用两元件法测量三相功率,三相功率变送器原理框图见图3。

**模数转换器与数模转换器** 为适应调度自动化系统技术要求将模拟量和数字量相互转换的电子部件。

(1)模数转换器。把模拟电压值转换成二进制数字代码的部件。模数转换简称A/D转换。从电压互感

器、电流互感器二次侧经二次回路引来的交流电量再经变送器转换成与各种交流量成线性关系的直流量(模拟量电压),必需经过模数转换后成为数字代码才能输入遥测系统。模数转换一般采用逐位比较法。

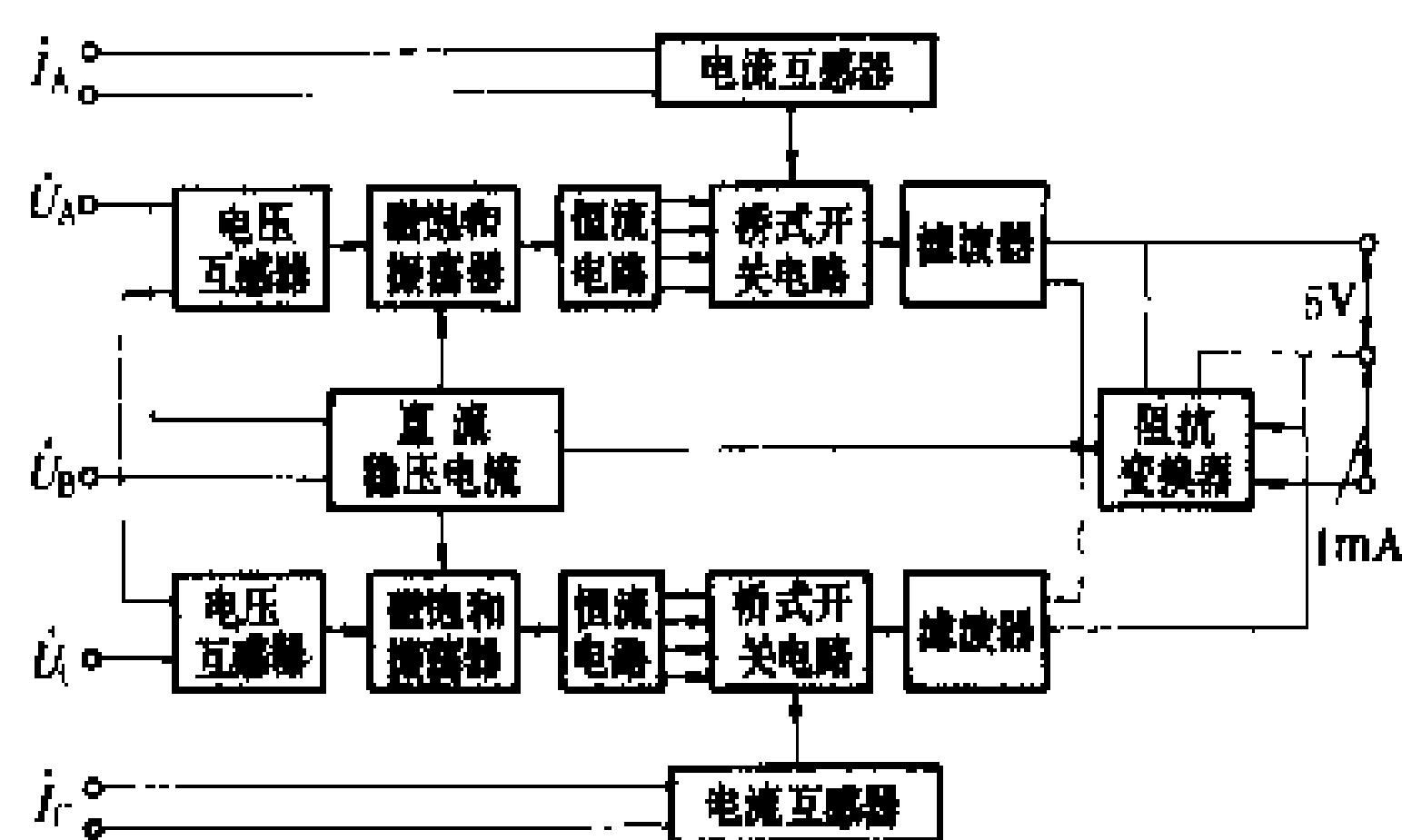


图3 三相功率变送器原理框图

数模转换网络示意图见图4。图4中Z1,Z2,...,Z10为10位数码寄存器,存贮10位二进制数码,K1,K2,...,K10为受控于数码寄存器的电子开关,E为编码精密电源,U为从转换网络引出的标准比较电压,

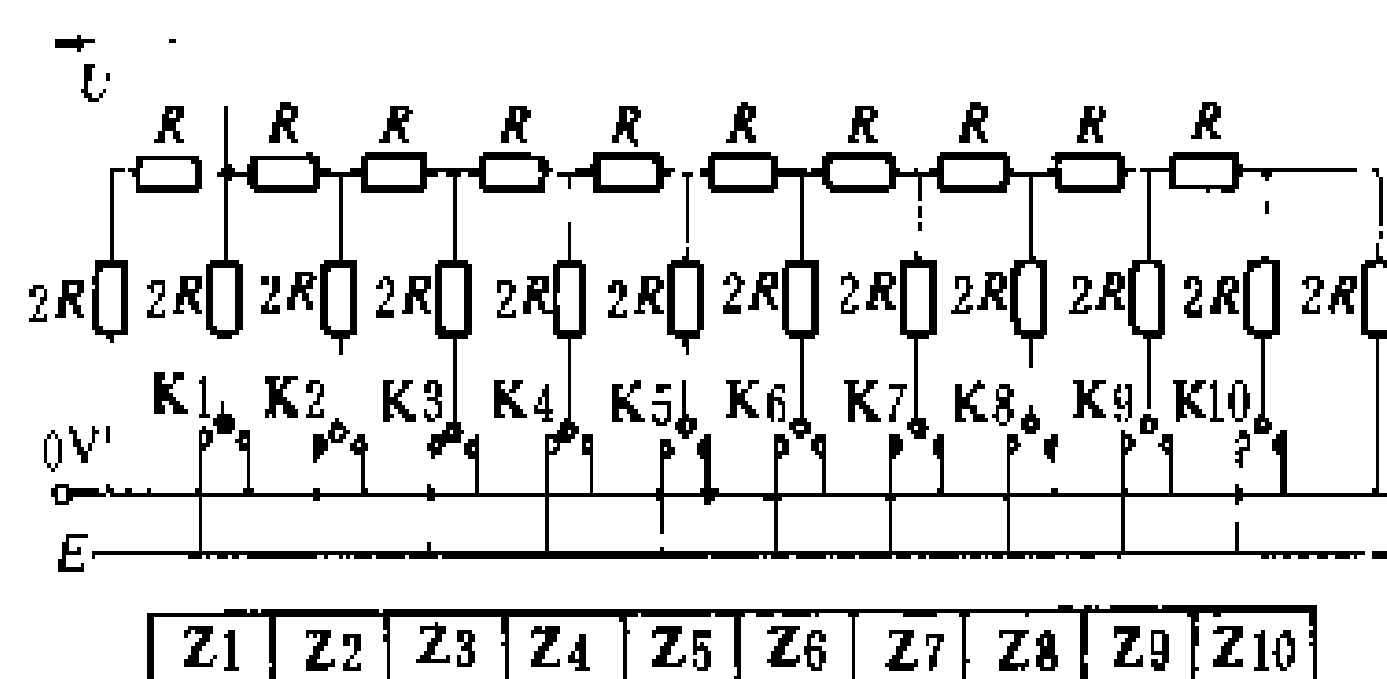


图4 数模转换网络示意图

当任一位数码寄存器为1时,相应的电子开关向左接通引入电源E,当任一数码寄存器为0时,相应电子开关向右接通而接地(0V),这样Z1~Z1010位数码寄存器分别被置位1或0时可以获得各种组合的标准比较电压。模数转换器就将需转换的模拟电压通过比较器与数模转换网络的标准比较电压去逐位比较从而获得相当于模拟电压的数字量代码。转换电路的精度取决转换分辨率的位数。一般取用10位,亦有12位,14位等。转换方法除逐位比较法外,还有双积分式A/D转换等。目前已有A/D转换集成电路芯片生产,可供选用。

(2)数模转换器。把数字量转换成模拟电压的部件。数模转换简称D/A转换。它主要用于遥调系统中,在厂站端将调度中心发来的数字代码遥调命令转换成模拟电量去动作厂站端相应的自动调节装置。

**调度信息干扰** 调度信息在传送过程中会受到干扰,主要可分为共模干扰与串模干扰。它们是各种干扰源对调度信息(数字信号)引起差错影响的两类干扰。其中共模干扰是干扰信号以并联方式作用于工作信号,也就是干扰电压存在于信号电路和地之间。串模干



扰是干扰信号以串联方式作用于工作信号,也就是干扰电压存在于信号电路之间,也称差模干扰。调度信号的可靠性在系统中是十分重要的,但电力系统中的计算机系统、远动和自动装置往往和强电系统距离很近,而传输通道又经常与电力线路共线或并行架设,因此强电干扰很突出。由于各种干扰可能引起逻辑电路误动和数码差错从而影响自动化系统正常运行,严重的还会引起设备损坏,因此要采取接地、屏蔽和抑制措施来减轻和消除干扰影响。在自动化系统和远动自动装置投入运行前宜进行抗高频干扰和抗脉冲干扰试验以检验系统和设备是否达到应有的抗干扰性能,不能满足要求时应采取相应措施。

(赵祖康)

dianli xitong diaodu yuan

**电力系统调度员** (electric power system dispatcher)

电力系统运行的监视、指挥与控制者。调度员按照规定的调度范围行使指挥权,指挥的对象为下一级调度机构的值班调度员、发电厂值班和变电所值班长。调度员的主要职责是保证电力系统安全经济运行,向用户供应可靠的、符合质量标准的所需电力、电能和热能。调度员应具有与其工作相应的学识和良好素质,并经过严格训练。

**调度员值班工作** 调度员实行昼夜轮流值班,每班(值)2~3人(也有4~5人的),其中一人为第一调度员或称主值调度员,其他为第二、第三调度员或称副值调度员。第一调度员是全班工作的负责人,调度员之间有明确的分工。值班调度员的主要工作是:①以电力系统日调度计划为依据指挥并监视电力系统的运行,及时调整非正常工况,保持电压水平,保证供电需要,防止设备过负荷,提高可靠性和全系统的经济性。②指挥与监督系统频率调整。有自动发电控制系统时,发电机组随系统负荷变化自动调整出力,以保持系统额定频率,系统值班调度员使用屏幕显示器修改发电机组出力的有关整定值(如机组出力的上限和下限、机组长落出力速度等);对手动调整出力的发电厂,则通过电话命令发电厂值班调整发电出力和修改发电计划。③发布系统电力计划、倒闸操作和设备检修等调度命令(亦称指令)。④指挥系统事故处理。⑤与互联系统的值班调度员交换信息,协调工作,保证全互联系统的安全稳定和经济运行。

**调度员的素质和培训** 电力系统对调度员的技术水平和思维能力有较高的要求,主要有以下几方面:①具有良好的逻辑判断和推理能力,能在紧急关头和条件多变的情况下,迅速作出准确判断和正确地发送操作命令或直接地进行操作;②熟悉并严格遵守有关调

度的各项规章制度;③在从事调度员工作之前就具有电气工程师、发电厂或输电线路运行技术人员的工作经验;④熟悉所辖电力系统和电力设备的情况、性能与特征;⑤善于与人相处;⑥具有流畅准确的语言表达能力。

调度员任职前都要进行严格的培训和任职资格考试。培训的内容一般有:①行业教育。熟悉电力调度工作的性质和任务,学习电力系统有关的规程和制度等,以提高对电力系统调度工作的认识。②现场实习。选择不同类型的发电厂、变电所跟班实习,在发电厂值班、变电所值班长的指导下学习发供电设备的运行知识。③调度值班岗位实习。掌握系统接线方式、设备参数、调度自动化装置、继电保护装置在系统中的配备及调度通信装置的使用等方法。在调度员的监护下,可以进行系统频率和电压的调整工作。④事故演习。目的是使实习人员掌握系统事故处理的基本原则。对在职的调度员进行周期性的事故演习训练,以提高其处理事故的能力。演习方法,一种是人工电话模拟演习,一种是利用调度员培训模拟机进行演习。

中国的一些电力系统,对大专毕业的学生,经一年左右的培训,通过考试合格可担任第二(三)调度员,再经2~3年的调度值班工作的实践,考试合格,可担任第一调度员。

(李本智)

dianli xitong diaoduyuan peixun fangzhenqi

**电力系统调度员培训仿真器** (dispatcher training simulator of electric power system)

利用计算机技术模拟电力系统的过程和调度中心的控制系统对调度员进行培训的装置。调度员在培训仿真器上工作时就如真的在监视、操作和控制被模拟的电力系统一样,以达到培训调度员而又不会影响实际电力系统运行的目的。

**调度员培训仿真器的基本要求** 为了使培训达到应有的效果,调度员培训仿真器(DTS)应满足以下基本要求。

(1) 正确性。能正确再现所模拟的电力系统的物理过程。

(2) 实感性。能逼真地再现所处调度中心的工作环境,即与调度中心具有相同或基本相同的显示器、操作台和控制手段等,使学员在培训中有一个身临其境的感觉。

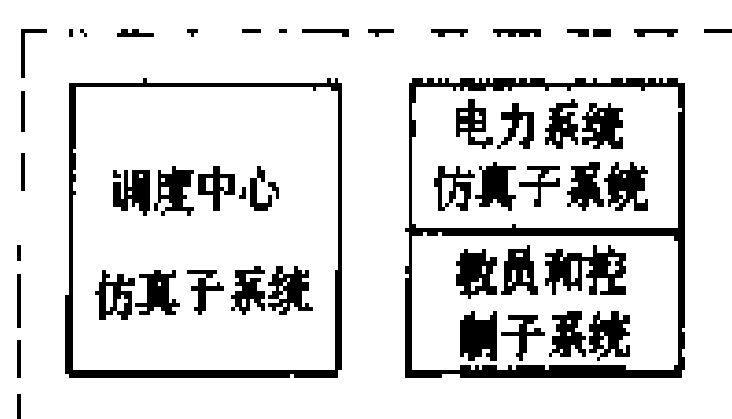
(3) 灵活性。有灵活的培训支撑功能,包括教案的准备、过程的记录和结果的评估等。

**培训仿真器的构成** 可分为三个子系统,即电力系统仿真子系统、调度中心仿真子系统、教员和控制子



系统 (见图)。

(1) 电力系统仿真子系统。模拟电力系统各元件及其物理过程。包括电力系统静态模型和动态模型。在静态模型中核心是潮流程序和网络拓扑程



培训仿真器的构成

序; 动态模型包括长期动态过程模型和暂态稳定分析两部分, 目前还不能实现暂态稳定事故过程的实时模拟, 只能按放大时间坐标进行“准”实时模拟或事先进行离线计算, 把计算结果预先存好。长期动态过程是忽略机组之间的相对摆动而考虑到原动机如锅炉等动态过程, 可以做到实时仿真。

(2) 调度中心仿真子系统。模拟调度中心的自动化系统, 使学员能在此进行被模拟电网的监视、控制和操作。这部分的硬件和软件的绝大部分必须与控制中心的计算机系统相同, 包括监控软件, 人机系统软件以及所有的高级应用软件。

(3) 教员和控制子系统。实现教案的准备、初始条件和事件的设置、修改, 培训过程的记录和控制, 培训结果的评估等。在培训过程中教员又可担当下级调度员或厂站值班员以接收学员的操作命令, 通过此系统的人机交互手段改变被模拟电力系统的状态。

调度员培训仿真器的配置 一般可分为独立的系统和与调度中心调度自动化系统 (EMS) 结合的系统。

(1) 独立的系统。设于专门的培训中心, 电力系统数据是离线产生的, 和电力系统实时数据没有联系。在规模较大的培训中心可同时进行各级调度中心和厂站值班员的联合培训, 从而加强各级调度人员的协调处理能力。但投资较大。

(2) 与调度中心调度自动化系统 (EMS) 结合的系统。一般利用 EMS 的备用机作为调度中心仿真子系统, 另外再设电网仿真、教员仿真子系统。这种系统充分利用 EMS 备用机的作用, 随时可得到实时数据, 控制中心模型也不必移植, 和实际的完全一样, 增加了真实感。这种系统在 EMS 主机故障时, 培训将被迫中断。

培训仿真器本身是独立的系统, 可独立运行, 又可通过计算机网络与实时系统通信, 取得实时数据, 这种系统兼有前两者的优点, 但硬件费用要增加。由于计算机硬件价格的不断下降, 增加投资所占比重有逐步缩小的趋势。

培训仿真器的功能 培训仿真器应具有下列基本功能。

(1) 对调度员进行电力系统正常操作训练。包括开关设备的操作, 发电机投切及出力的增减, 负荷投切

及负荷增减, 无功补偿设备的投切和无功出力的调整, 变压器分接头位置的改变, 线路及变压器的停电及投入, 继电保护和安全自动装置的投切, 联络线功率定值的改变, 自动发电控制 (AGC) 的改变等。

(2) 对调度员进行事故处理的训练。包括模拟各种线路、母线、变压器、发电机故障后的稳态和长期动态过程, 模拟系统解列后 (或并网) 的频率变化过程, 模拟继电保护和安全自动装置的拒动和误动等。事故包括教员事先设定的事故和学员误操作引起的事故, 以及不正确的运行控制 (电压和频率的偏移等) 引起的事故。

(3) 对调度员进行在线调度自动化系统 (SCADA/EMS) 使用的训练。

(4) 供计划及运行方式人员分析检修和电力系统新增设备投入的对策。

(5) 对教员有灵活的培训支持功能, 包括建立培训的初始条件, 设置各种事件以编制教案, 方便地执行培训过程中学员下达的操作和控制命令, 暂停、恢复、快照、重放等培训过程中的控制等。

(6) 培训过程的记录和最后结果的评估。

培训仿真器的发展 随着电力系统的发展和调度自动化技术的进步, 培训仿真器将得到更为广泛的应用。

(1) 采用计算机技术的最新成果。如高性能/价格比的精简指令集计算机 (RISC), 多 CPU 并行计算机或阵列机, 大屏幕投影显示器等将会更多地应用, 进一步提高动态过程的实时仿真效果。

(2) 功能由单一的调度员培训扩展为电力系统运行支持人员的研究工具。如通过仿真器制订更好的运行方式, 研究反事故措施, 进行系统分析及继电保护、安全自动装置的整定等。

(3) 从一个调度所调度员的培训发展到各级调度中心调度员的联合培训, 从而加强大范围事故下多级调度的协调。如法国电力公司的培训中心就专门设置了下级调度和厂站值班员的培训操作台。

(4) 由电力系统静态和长期动态过程的实时仿真扩展到包括暂态及中期动态过程的实时仿真, 使调度员更加直观地体验到事故的动态发展过程。

(刘 觉)

dianli xitong diaodu zidonghua

**电力系统调度自动化** (dispatching automation of electric power system)

综合利用电子计算机、远动和远程通信技术, 实现电力系统调度管理自动化。调度自动化系统是现代电力系统不可缺少的组成部分, 由装在调度中心的主站系统、装在发电

厂或变电所的运动终端及运动通道等组成。主要功能是实时地采集电力系统运行参数和信息,不间断地进行监视与控制,有效地帮助电力系统调度员执行电力系统的安全经济发供电任务。

**调度自动化发展过程** 电力生产是发输电与用电同时进行的连续生产过程,电力系统分布地域广阔,是庞大复杂的生产体系,必须严格地进行调度管理才能保证安全发供电。早期电力系统规模较小,调度员利用电话即可了解各发电厂、变电所的运行状况。调度命令也是通过电话下达。

当电力系统日益发展且厂站数较多时,仅靠电话无法及时进行调度控制,特别在系统故障时还可能延长事故处理时间,甚至扩大事故。远动技术能把远方厂站的测量量和断路器信号及时传送到调度所,通过模拟屏显示出电力系统运行情况,使调度员能及时了解所发生的事件。工业发达国家在第二次世界大战后就进入远动调度阶段,中国 20 世纪 60 年代开始在电力系统调度中使用远动技术。

当电力系统发展到数百万或上千万千瓦容量时,远动系统收集远方厂站数据可能达到数千或上万个,模拟屏相应增大,其中的遥测仪表和信号灯数繁多,调度员目不暇接,难以判断电力系统运行状况和所发生的事故。国际上从 60 年代起出现了以电子计算机为基础的电力系统调度自动化系统。计算机有丰富的软、硬件资源,将所收集的数据进行加工处理,提供更加直观的信息,通过屏幕显示器以多幅画面的形式显示或由打印机打印成记录,节省调度员许多繁琐的工作,使调度效能明显得到提高。中国电力系统调度采用计算机技术开始于 70 年代,80 年代得到普遍推广。

60 年代以来国际上出现了多次大面积停电事故,特别是 1965 年 11 月 9 日和 1977 年 7 月 13 日两次纽约大停电事故以及 1978 年 12 月 19 日法国大停电事故后,要求调度自动化系统功能以经济调度为主转向以安全控制为主,并随着计算机软、硬件能力的增强,进一步开发了功能更强的应用软件包,如状态估计、在线潮流计算、安全分析、事故模拟等,使调度自动化系统由初期的安全监视功能上升到能进行安全分析辅助决策的功能。当系统处于紧急状态时,帮助调度员迅速处理事故,使系统迅速恢复到正常状态。

**电力系统调度的分层结构** 电力系统随着发展愈来愈庞大而复杂,若把各厂站的调度信息集中到一个调度中心,则该中心的计算机系统可能出现负担过重,通道拥挤。变这种集中控制方式为分层控制方式,更加适应调度组织分级管理的实际,可使各种问题得到合理解决。一般分层控制的结构如图 1 所示。图中调度控制分别由主调度中心 (MCC)、区域调度中心 (RCC)

及地区或配电调度中心 (DCC、ACC) 三个层次进行 (参见彩图插页第 14 页 24 图,第 15 页 25 图和第 15 页 26 图)。

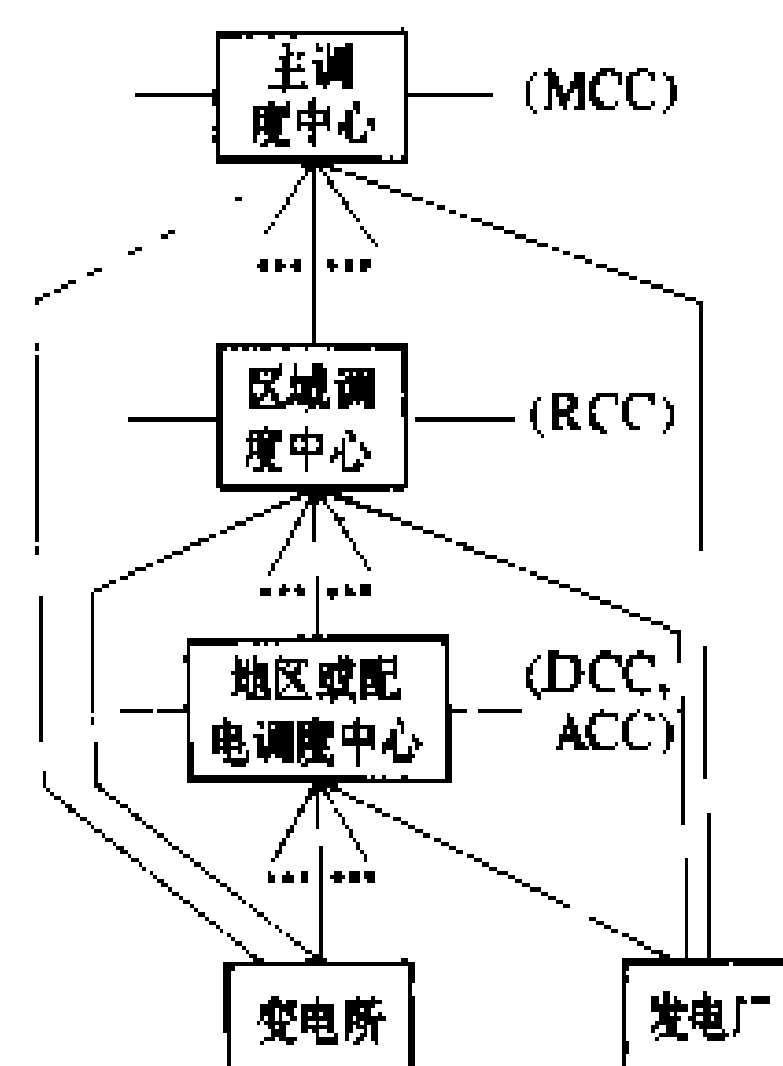


图 1 电力系统分层控制结构图

系统结构简化,通道需要量减少,信息量减少,信息实时性明显提高 (见电力系统调度分层控制)。

**调度自动化系统简介** 一般调度自动化系统结构如图 2 所示。在调度中心装有主站 (master station, MS), 各发电厂和变电所装远动终端 (remote terminal unit, RTU), 通过远动通道实现主站与远动终端相互通信, 完成数据采集和监视控制。

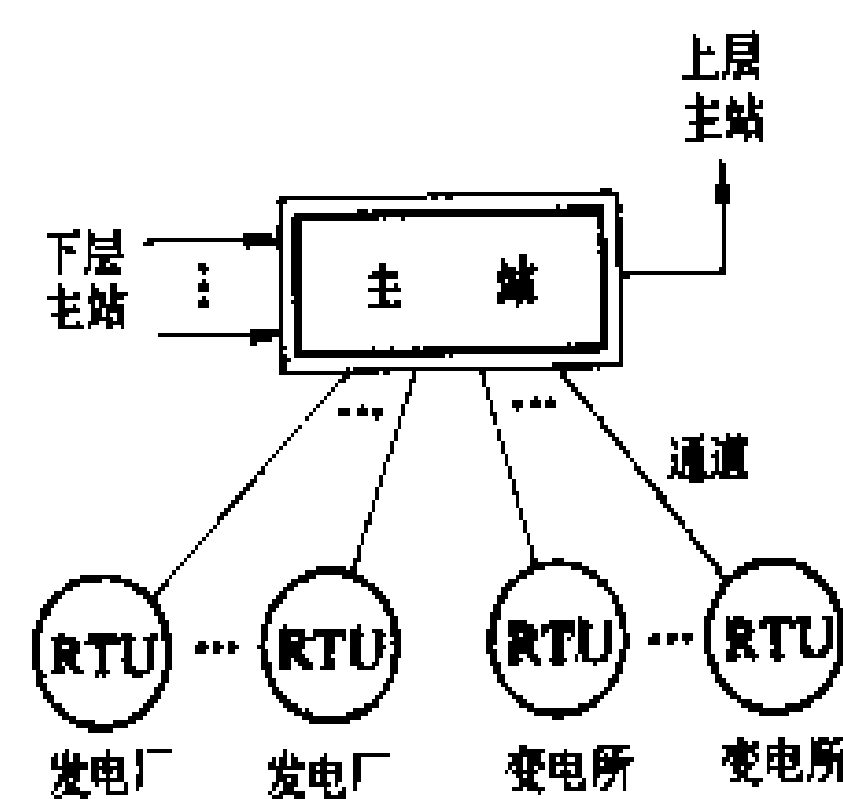


图 2 调度自动化系统简图

主站以数据通信方式接收从下层主站转发来的信息,又向上层主站转发本站的信息。由各级调度所的计算机根据功能要求分别进行相应的处理。

**上行信息与下行信息** 各发电厂、变电所通过其远动终端收集运行参数向主站发送,参数有:电压、电流、有功功率、无功功率、有功电能量、无功电能量、频率、水位、断路器位置信号、继电保护信号等,一般称上行信息。主站计算机系统根据调度员输入命令或程序计算结果向各厂站或下层主站下达遥控断路器命令或遥调及自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 命令,称下行信息。此外,在分层控制的大系统,还有存在于各级调度自动化主站之间的上行或下行信息。(见电力系统调度信息)

**远动终端简介** 远动终端结构如图 3。远动终端定时采集包括模拟量、脉冲量及开关量等实时数据,并进行数据处理,按远动传输规约发给主站。从主站下达的命令通过远动终端接收识别后输出至执行机构或调节器。有的厂、站远动终端还可向本厂站值班人员提供一般控制屏上所没有的监测信息,如功率总加、越限告

警等,称当地功能。大型火电厂、水电站或超高压变电所装有当地监控计算机系统,此时,远动终端仅需有接口与它连接,但不再重复提供当地功能。

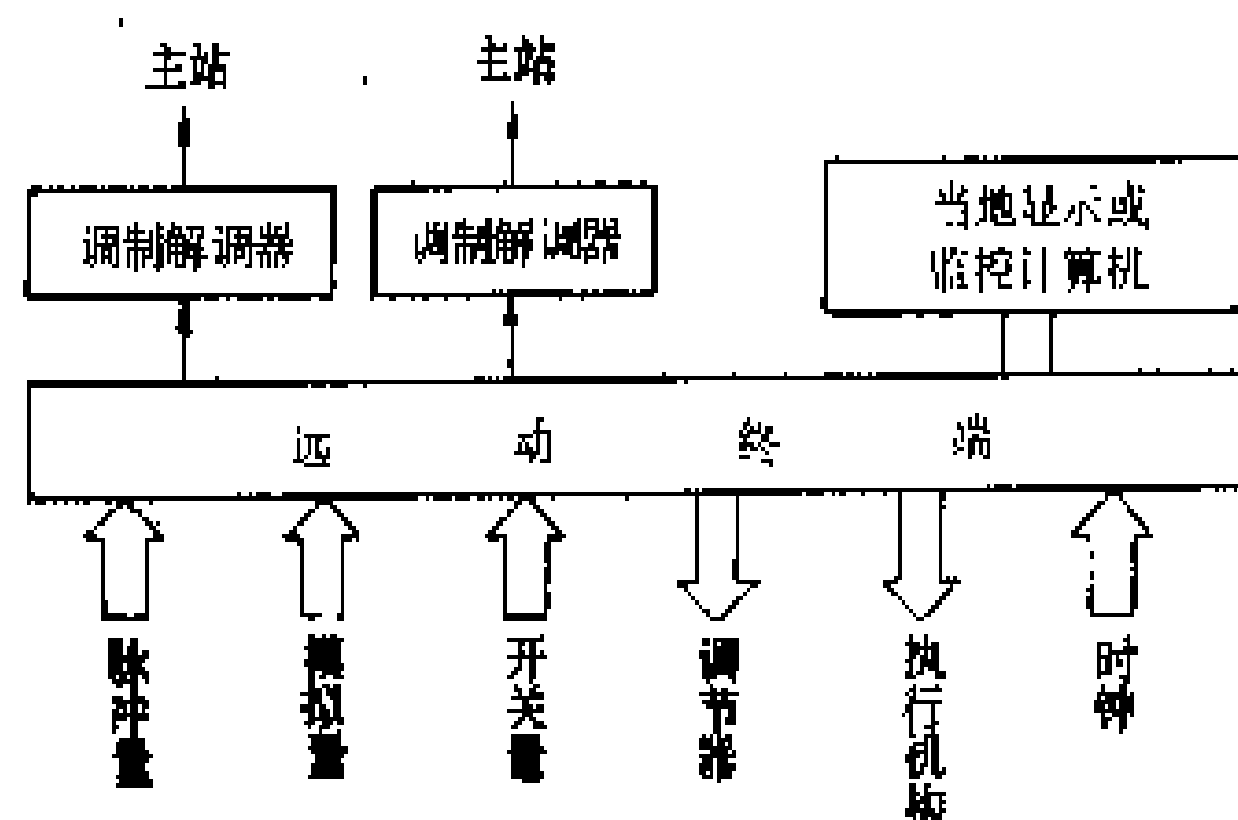


图3 远动终端结构图

远动终端还装有同步时钟。同步时钟精度愈高,断路器动作事件顺序记录的站间分辨率就愈高。

远动终端的基本功能概括为:遥测、通信、事件顺序记录、遥控、遥调及当地监控(见远动终端)。

**主站系统简介** 图4为主站系统的结构示意图。

主站系统中的通信控制器与各远动终端通信取得信息,主计算机进行信息加工、计算处理,检测一些参数是否越限,断路器有否变位等,将结果通过人机联系(屏幕显示器或模拟屏)向调度员报告。调度员向计算机输入控制命令,向各远动终端发送断路器操作命令或调整发电机出力等控制命令。

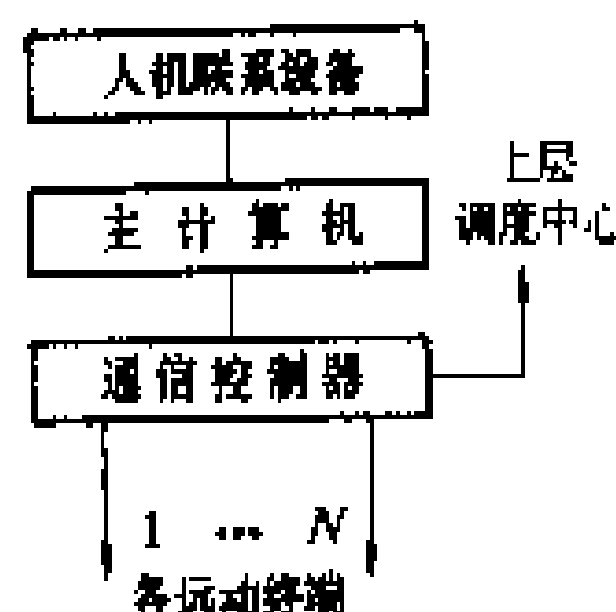


图4 主站系统框图

主站还要将经过处理的信息向上层调度中心转发,通常通过数据通信网进行。

主站的上述功能称为数据采集与监控(supervisory control and data acquisition, SCADA)。

**主站系统计算机** 根据调度自动化系统的功能要求可采用不同档次的计算机系统:①微型计算机;②小型或超级小型计算机;③大型计算机(见调度自动化计算机系统)。

调度自动化计算机系统结构一般有4种:①单机系统;②双机系统;③四机或多机系统;④网络系统。

20世纪80年代末出现了新型工程工作站,它采用RISC(精简指令集计算机)技术,计算速度从一般的几个MIPS(每秒百万条指令)提高到数十或上百个MIPS,图形功能丰富,软件标准化程度高,推动计算机技术向开放系统发展,从而出现了开放式调度自动化主站系统。

**远动通道** 调度自动化系统主站与远动终端间进行数据通信的设备。远动通道中所用通信线路,由电力专用通信网提供,其主要通信方式是:电力线载波、数

字或模拟微波、有线通信、卫星通信、特高频无线通信及光纤通信等。(见远动通道)

远动数据传输有三种工作方式:①全双工通信,可同时进行双方向通信,用于点对点远动通道;②单工通信,只能单方向通信,用于循环传送远动系统;③半双工通信,双方交替进行发送或接收,用于点对多点或共线远动通道。(见电力系统远动技术)

**能量管理系统及数据采集与监控系统** 电力系统调度自动化系统依其功能分为数据采集与监控(SCADA)系统和能量管理系统(EMS)(参见彩图插页第17页34图,第17页30图和第17页35图),前者具备调度自动化系统的基本功能,又具有调度自动化系统的基本硬件配置;在SCADA系统基础上增加电力系统功能更强的应用软件便构成EMS系统。(见调度自动化系统实例)

EMS和SCADA系统的功能与性能介绍如下三点。

(1) SCADA系统的功能(和指标要求)(见电力系统监视控制)为:①断路器变位信号传送到主站时间应不大于1s,显示器上应在3s内反映;②遥测数据采集周期:重要量3s,次要量6s,一般量20s,慢变化量(如电能脉冲计数值)若干分钟;③事件顺序记录站间分辨率不大于20ms,站内分辨率不大于10ms;④遥测总误差不大于1.5%;⑤画面调出响应时间不大于3~5s;⑥远动终端设备平均无故障时间不小于8760h;⑦系统可用率不小于99.8%。

(2) EMS的基本功能列于表1中。

(3) EMS/SCADA的性能要求在表1列出了一部分,此外还有不同等级性能要求,分述如下。

实时过程数据分5种等级:

- RT1:  $\leq 0.5s$
- RT2:  $\leq 2s$
- RT3:  $\leq 4s$
- RT4:  $\leq 16s$
- RT5: 按协议

非实时数据分4种等级:

- MT1:  $\leq 1min$
- MT2:  $\leq 5min$
- MT3:  $\leq 15min$
- MT4: 按协议

周期性信息周期时间分7种等级:

- P1:  $P=2s$
- P2:  $P=4s$
- P3:  $P=8s$
- P4:  $P=1min$
- P5:  $P=15min$

表 1 EMS 基本功能及其性能要求

序号	功能名称	调度中心			处理要求		性能要求
		DCC	RCC	MCC	自发性	周期性	
1	能量管理系统						
1.1	网络运行与控制						周期性, 短时 突发性, 高数据 完整性
	监视	○	○	○	○	<30s	
	控制	○	○	○	○		
	状态确定						
	网络拓扑		○	○	○		
	状态估计		○	○		10min	
	外部等值		○	○		15min	
	分析						
	潮流计算		○	○		30min	
	短路计算		○	○		30min~1h	
	安全监视		○	○		15min	
	优化潮流		○	○		30min	
	系统恢复		○	○	按要求	按要求	
1.2	发电运行与控制						
	网间计划接排			○		1h	带短时偏差的周期性测量量, 自发性
	网间交换控制			○		5min	
	自动发电控制					2~4s	短时延的设定值, 高数据完整性
	机组控制	○	○	○			
	负荷频率控制	○	○	○			
	减负荷	○	○	○			
	经济能量管理	○	○	○		5min	
	机组约束	○	○	○		1~4h	见 1.1 和 1.2
	负荷预测	○	○	○		4~8h	
1.3	负荷管理		○	○			见 1.1 和 1.2
1.4	电能量总计 (远方读表)	○	○	○		5min	周期性数据
2	事故追忆分析	○	○	○	按要求	按要求	大量数据, 非实时性, 非经常性
3	运动系统管理						
3.1	监视控制	○	○	○			见 1.1 和 1.2
3.2	向厂站下送或上送						
	数据库	○	○	○	按要求	按要求	大量数据, 非实时性, 非经常性, 短延时
	程序	○	○	○	按要求	按要求	
	参数	○	○	○	按要求	按要求	
3.3	一般交互功能	○	○	○	按要求	按要求	1min 内传输, 非经常性
4	操作员通信	○	○	○	按要求	按要求	1min 内传输, 非经常性

注: ○表示有此项功能。

P6:  $P=1h$

P7: 按协议

数据完整性 (见运动传输规约) 分 3 种等级 (比特差错率  $P \leq 10^{-4}$  条件下):

DI1:  $R \leq 10^{-6}$

DI2:  $R \leq 10^{-10}$

DI3:  $R \leq 10^{-14}$

其中  $R$  为残留差错。

电力系统应用软件 又称 EMS 软件, 当前有: 电

力系统监视控制, 电力系统状态估计, 电力系统安全分析, 电力系统安全控制, 电力系统稳定控制, 电力系统潮流优化, 电力系统实时负荷预测, 有功功率与频率自动控制, 无功功率与电压自动控制, 电力系统经济调度控制, 电力系统调度员培训仿真器等。

电力系统 EMS 软件还在发展之中, 人工智能和专家系统等新技术正在逐步被引入, 动态稳定分析还是国际学术讨论的课题。

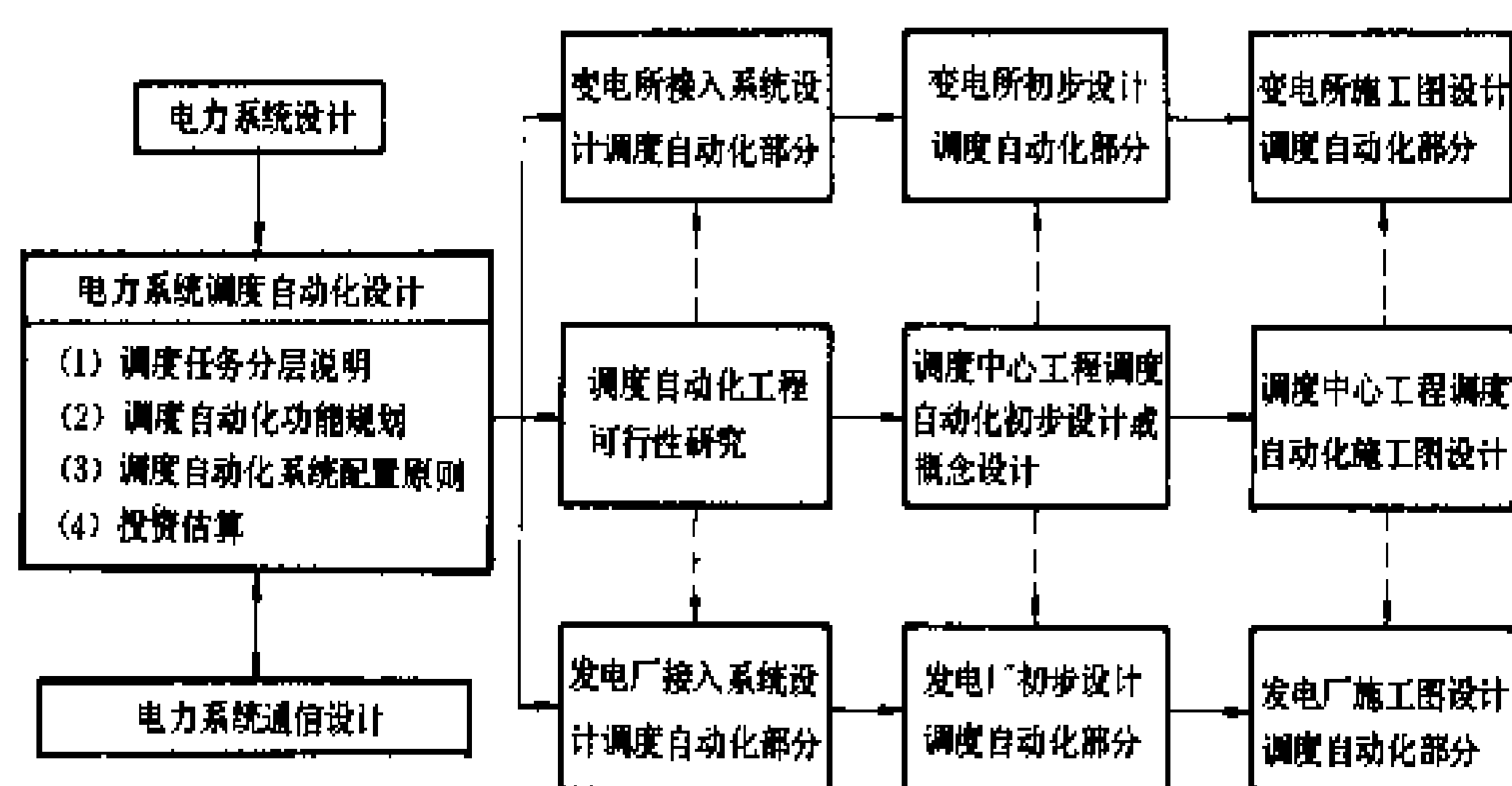
(叶世勋)



dianli xitong diaodu zidonghua sheji

## 电力系统调度自动化设计 (power system dispatching automation planning)

为电力系统建立调度自动化系统提出系统功能规划和技术装备配置方案的一项系统设计,是电力系统设计的组成部分。这项设计工作必须以电力系统发展规划、调度管理体制和调度职责分工为依据,从分析电力系统特点、运行需要和基础条件出发,提出与调度关系相适应,符合可靠性、实用性和经济性且便于扩充发展的总体方案及实施步骤。图中所示为电力系统调度自动化设计流程图。



电力系统调度自动化设计流程图

电力系统调度自动化设计的主要内容包括调度任务分层说明,调度自动化功能规划,调度自动化系统配置原则和投资估算。

**调度任务分层说明** 电力系统调度管理系统是一种调度任务分层系统,即分层控制系统。其层次根据电力发展过程所形成的电力系统结构、运行特点和管理体制而定。随着电力系统的发展,各级调度的管理范围和控制任务也会发生变化(见电力系统调度管理和电力系统调度分层控制)。调度自动化设计首先需要对设计年限内和设计范围内所涉及的电力系统调度层次及其调度任务和各种设备的调度隶属关系进行说明,作为确定调度自动化功能及系统配置的前提条件。

**调度自动化功能规划** 电力系统调度自动化的基本功能有:①数据采集与监视控制(SCADA);②自动发电控制(AGC)和经济调度控制(EDC);③安全分析(SA)。调度任务不同,其对调度自动化功能的要求也不同。低层次的调度主要承担局部性的运行管理和直接操作任务,一般只实现以不同水平的SCADA功能为基础,增加变电所、水电厂集中控制功能和负荷管理、控制功能。高层次的调度由于承担具有全局性影响需广泛协调的调度管理任务,需采用以SCADA功能为基础,进而实现AGC/EDC和SA功能,并发展其他功能,构成能量管理系统(EMS)。(见电力系统监视

控制、有功功率与频率自动控制、电力系统经济调度控制和电力系统安全分析)

在功能规划中需要根据不同层次调度的任务和职责范围,并分析电力系统的特点、运行需要和基础条件,提出调度自动化总的功能要求,各项功能的具体内容及其实实施步骤。

(1) 数据采集与监视控制。它是各级调度都需要的基本功能,但不同的调度,其采集和监控的具体内容也不同。设计中需要从提供调度监视电力系统运行工况、实施调度计划、保证电能质量和加快事故处理等要求出发,确定遥测、通信内容和遥控、遥调对象,并对

上行、下行信息进行分类统计,对信息的处理方式提出要求。

地区电力网中的降压变电所、梯级水电站群和配电站往往由地区调度或其所属的集控站(或梯级调度站)进行集中控制,以提高运行质量、改善劳动条件、减少运行人员或实现无人值班以及节约城市用地。设计中需要在分析设备的可控性、通道质量、道路条件和安全维护措施的基础上,提出集中控制的总体方案,确定信息采集内容和控制、调整对象,并对新建变电所

的建设方式提出意见。

在大中城市中,为了加强计划用电和负荷管理,由控制中心对工厂、企业的配电设备和用户的用电设备进行集中控制。设计中需要根据被控对象的特点和可靠性、经济性要求,提出控制方案和通信方式。

(2) 自动发电控制和经济调度控制。按维持电力系统频率质量、减少系统时钟误差、维持互联系统的联络线交换功率和交换电量在规定值、保持系统在低能耗和低成本条件下运行,并根据电力网结构、调度关系、网络和设备约束条件、能源和机组特性等因素,提出控制系统总体方案。方案中包括控制指标、控制方式、调整准则、系统所需调整容量、调整厂的选择、调整容量的平衡、实施步骤和对调整厂或调整机组的技术要求。在安排调整厂时要有一个合理的布局,以利系统安全经济运行。

(3) 安全分析。它目前还处于逐步成熟和发展阶段,主要应用于大电力系统。在分析电力系统运行特点并完善数据采集与监控功能的基础上,提出实用的安全分析功能内容和需要准备的软件和硬件环境条件,逐步实施。

**调度自动化系统配置原则** 按调度自动化系统的三个主要组成部分分别提出其配置原则:①计算机系统;②远动系统;③人机联系系统。此三者互有联系,



且是一个有机的整体。

(1) 计算机系统。其硬件由计算机、外存储器、输入输出设备等组成。其软件包括系统软件、支持软件和应用软件。

计算机系统配置取决于系统总体功能规划和技术要求,应采用具有较好的可扩展性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比的系统。在设计中需着重考虑其规模、机型性能和系统结构。计算机系统配置规模由采集的数据和监控对象的数量、运动终端类型及数量、调度自动化系统之间交换的数据类型及数量、外部设备的类型及数量、通道数量及信息传送速率、对计算机中央处理器负荷率的要求及其估算条件、对信息处理和反应速度的要求等条件所决定。计算机机型随系统规模、功能水平和计算机技术的发展而定;同一个电力系统内的各级调度尽量选用同系列机型,当机型系列不同时,应采用标准接口统一计算机通信规约。计算机系统结构取决于对可靠性和系统扩充发展的灵活性等要求,其形式可以是多种多样的。目前以采用集中式多机冗余配置的体系结构居多;发展的主要趋势将是采用以网络技术和工程工作站为基础的分布式开放体系结构。

计算机软件应与其硬件配套,并满足系统功能要求。选用具有操作系统效能高的计算机系统,使得投入运行的系统便于扩充和发展,延长使用寿命,发挥投资效益;操作系统将逐步标准化,基于 RISC 机器和 UNIX 操作系统构成的系统将是发展的主要趋势;配置适合电力系统特点的响应速度快、可维护性强和可扩展性好的实时数据库管理系统和人机联系管理系统等支持软件;建立与应用软件功能相适应的响应速度快、可扩展性好和使用方便的应用数据库;配备实时数据采集与监控软件。其他应用软件如自动发电控制和经济调度控制软件及安全分析等软件可根据需要逐步扩充,但操作系统、支持软件和硬件的基本配置和系统结构应能适应功能扩充和开发新的应用软件的要求。

(2) 运动系统。由远动装置、运动通道和遥测变送器等组成。远动装置包括主站设备和远动终端。主站设备可与前置-主机分层系统结构中的前置机合并,也可作为以网络技术构成的分布式系统结构的一个工作站。系统设计中应统一考虑信息配置内容和传送方式、远动规约和接口要求。远动终端根据上行、下行信息内容、数量及规定的远动规约进行选型;对属于多个调度中心调度的厂站要考虑信息采用逐级传送或分别直接传送的要求;对于需要由远动终端兼顾厂站当地监控功能的,还需要统一考虑信息采集和当地处理显示的要求。根据信息分层、传送方式、传送速率和可靠性要求,以及通信道条件等因素确定信息传输网络。遥测变

送器是将被调度对象的数据转换成适于远动终端采集的数据,设计中需要综合各种用途后对变送器提出技术要求。

(3) 人机联系系统。包括彩色屏幕显示装置、打印和记录设备,电力系统动态模拟屏及控制器等。发展的趋势是采用人机工作站(见调度自动化人机联系设备)。设计中需对各种设备尤其屏幕显示器和动态调度模拟屏的功能进行合理划分,使之在运行中提高效率;还应提出各种设备的配置规模和技术性能要求。

投资估算 根据计算机系统、远动系统和人机联系系统的配置规模提出总的投资估算和分项投资估算。

(程鹏达)

dianli xitong dongtai mo

**电力系统动态模拟** (electric power system dynamic simulator)

由专门设计制造的小型发电机、变压器及其它电力系统元件的模拟设备组成的一种与原型电力系统动态性能相一致的物理模拟装置。电力系统动态模拟的理论根据是相似理论,即模型中的各种物理量相对于原型中对应的物理量缩小了某一比例,并满足相似条件。电力系统动态模拟也称做微型机系统或缩小比例的电力系统。它主要适用于研究电力系统的机电暂态,包括改善电力系统运行性能的措施、研究和考验新的控制或保护装置、研究和考验调度自动化软件系统、校验电力系统分析软件、培训人员及教学等(参见彩图插页第11页15图)。

**模型装置的构成** 电力系统物理模型由各种元件的模型组成,这些元件是同步发电机和同步调相机及其励磁系统、变压器、输电线路、原动机和调速器、负荷以及其他设备的模型等。

**同步发电机和同步调相机以及励磁系统模型** 采用专门设计的小容量、低电压电机来模拟原型电机,其主要参数的标幺值和用标幺值表示的特性应与原型相同。转子电阻需采用特殊设备来补偿;机械惯量不足时可以增设飞轮片,过大时也可以用专门设备来补偿。旋转励磁机通常采用小容量电机来模拟,静止励磁系统和调节器多用电子装置来模拟。

**变压器模型** 采用专门设计的小容量、低电压变压器模拟原型变压器。其主要参数的标幺值和用标幺值表示的特性应与原型相同,设计时常需要采取特殊措施增大漏抗。

**输电线路模型** 采用 II 型元件或 T 型元件组成的链形网络模拟原型输电线。II 型元件或 T 型元件由电抗器、电阻和电容器组成。在模拟双回路输电线时还要模拟双回路间的互感。输电线路模型的频率特性应



与原型相同。线路上有串联电容或并联电抗器时也要给予模拟。

**原动机和调速器模型** 原动机和调速器普遍采用数学模拟,用直流电动机来模拟原动机,用电子装置来模拟调速器。模拟原动机时最主要的是模拟它的转矩特性。蒸汽容积效应和水锤效应也需要模拟。

**负荷模型** 由适当比例的旋转电机和照明、电热等负荷成分组成负荷模型。旋转负荷的转矩特性也应当模拟。

**其他设备模型** 高压断路器一般用接触器来模拟,对断开时间有严格要求时也采用双向晶闸管及控制电路组成的装置。实际电力系统若有直流换流设备、静止补偿器,也需要有专门设计的模型。在做某些实验时(例如继电保护实验)电压互感器和电流互感器不仅应满足一般实验室量测设备的要求,还应能模拟原型互感器的特性。

**电力系统物理模拟的使用** 首先画出原型的系统接线图,并按照选定的电压基准值和容量基准值计算各标么参数。其次,选择适当的电压比例系数和容量比例系数,使物理模型各元件主要参数的标么值与对应的标么值尽可能地相等。各可调参数如转子时间常数、输电线路元件的数量与抽头也需要调整,使之与原型标么值参数相等。经过调整的各种元件按系统图接线后即可实验。

**电力系统动态模拟的优缺点** 首要的优点是物理性质真实,物理模型自动地计入了各种复杂因素,如非线性、非正弦、非工频,而不象数字仿真时必须人为地将各种需要考虑的因素列入方程式。对某些新现象还不够清楚时,在一定条件下物理模型可以用来校验理论和计算公式,判断各种假设的合理性。其次的优点是直观,研究者可以直接观察到研究结果,获得清晰的物理概念。第三个优点是可以方便地接入实物,可将继电保护、安全自动装置、励磁调节器等接入模型系统进行实验。主要缺点是:建造物理模型的代价大;参数难于调整;规模不可能太大,模拟复杂系统困难。

**电力系统动态模拟的发展概况** 20世纪20年代开始出现,50年代初期一些国家建立了较完备的实验室,在60年代和70年代电力系统动态模拟进一步发展,做为一种实验研究工具起了推动电力系统科学研究和生产发展的重要作用。70年代以后,它的部分工作已为数字计算机取代,但仍有数字计算机不能取代的功能,所以已建的实验室仍在广泛应用并不断改善。

#### 参考书目

Веников В. А. Теория подобия и моделирования. ВШИ,

1966

(顾永昌)

dianli xitong dongtai wending

**电力系统动态稳定** (dynamic stability of electric power system) 见电力系统稳定。

dianli xitong duanlu dianliu peihe

**电力系统短路电流配合** (power system short circuit current level coordination)

电力系统各级电压电力网中现有的和新设计建设的发电厂和变电所的输变电设备和设施,其技术参数和性能与目前及预测的电力系统短路电流水平的配合。

由于现代大电力系统的不断发展,单机容量和发电厂装机容量、变电所的变电容量、大城市负荷和负荷密度的增大以及大电力系统的互联,因而出现新的突出问题,即在现代大电力系统中各级电压电力网的短路电流也不断增大,当增大至一定水平时,电力网中的各类送变电设备如开关设备、变压器及互感器、阻波器及电抗器以及变电所的母线、架构、导线、支持瓷瓶和接地网都必须满足由于高短路电流水平引起的更高、更严格要求。因此短路电流的配合既是现有电力系统运行中的重要问题,更是现代电力系统设计和规划中的极重要问题。

影响短路电流水平的主要因素 可归纳为如下几点:

- (1) 发电厂的装机容量及主接线方式、发电机组的单机容量以及系统的电压等级。
- (2) 大容量发电厂及发电厂群的布局及其地理位置(距受端系统或负荷中心的远近)。
- (3) 电力网结构的紧密程度及不同电压电力网间的耦合程度。
- (4) 接至枢纽变电所的发电和变电容量(特别是自耦变压器的容量)。
- (5) 电力系统间互联的强弱程度和互联方式。
- (6) 变压器中性点接地方式及数量(主要对单相接地短路电流)。

电力网各发展阶段对短路电流水平和配合的影响 随着电力系统的发展,在不同发展阶段,由于电力网功能的变化,使得短路电流水平及配合措施也将不同。

(1) 在电力系统的发展初级阶段,即开始建设某一级电压电力网时,短路电流水平一般不大,开关设备和变电所设施对电流的开断能力和动、热稳定水平均大大超过该级电压电力网的短路电流水平。

(2) 第二阶段,即该级电压电力网全面发展时,大量发电容量接至该级电压电力网,在电力网中的某些点和核心部分短路电流水平将大幅度增加,并逐步接近开关设备的额定断流容量。短路电流水平不配合



的问题可能在少数变电所出现，如 20 世纪 70 年代或 80 年代初中国东北 220 kV 电力网曾处于这种阶段，有些枢纽变电所的断路器由于开断容量满足不了短路电流的要求而陆续加以更换。

(3) 第三阶段，更高一级电压的输电线路开始出现至形成更高一级电压电力网前。在这一阶段原有电压电力网仍是系统中的主要输电网，但随着更高一级电压电力网的发展，将逐步降低其输电网的作用而逐步转变为配电网。大容量发电厂已开始接至更高一级电压电力网，但由于耦合自耦变压器的增加并可能形成不少环网和高低压环网，原有电压电力网的短路电流将大幅度增加，出现了严重的不配合问题。限制短路电流增大成为系统中一个紧急的问题，中国一些大区 500 kV 系统中的 220 kV 电力网已面临这个问题。

(4) 第四阶段，即更高一级电压电力网已全面发展阶段。此时原有一级电压电力网已成为配电网，只接有地区性电厂和个别大容量单元机组，电力网分片解列运行已成为限制短路电流水平的主要手段。许多国家的 110 kV 电力网和有些国家的 220 kV 电力网已处于这个阶段。

由以上电力网发展的阶段来看，第三阶段是最关键的，电力网将出现最大短路电流，而到第四阶段短路电流水平不会再增加，还有可能下降。这已被许多国家的电力网发展过程所证实。

确定短路电流水平配合的原则

(1) 短路电流水平上限值的选择决定于断路器的开断容量、送变电设备和设施的动、热稳定、对其他线路和管道的干扰及危险影响和接地网的接触和跨步电压等。短路电流水平愈高，所需费用愈大。

(2) 电力网结构对短路电流水平有决定性影响。如果发电厂和变电所过于集中、电力网电压过低、环网过多等都可能造成电力网中局部地区的短路电流水平过高。

(3) 从保持电力系统稳定运行和抗扰动能力考虑，系统必须维持一定的短路水平，即在系统发生扰动或故障情况下，保持系统电压的稳定性。

(4) 为了保证系统继电保护的可靠性和灵敏度，也必需保持适当的短路电流水平。如果系统或发电厂(特别是多机组大容量水电厂)的运行方式和潮流变化很大，则需专门研究措施。

(5) 在设计新建变电所(尤其是超高压大容量变电所)时，对设备的选择和设施的设计应根据设备更换的难易、增容改造所需费用及预期短路水平值综合考虑，对更换和改造难度很大的设备和设施如母线、架构、接地网等要按远期较高的水平来选择和设计。

(6) 在规划系统预期的短路电流水平目标值时，必须考虑对已有变电所各项设备和设施的影响。因为对现有变电所某些设备和设施的更换或改造不仅投资很大，而且由于运行条件限制往往是非常困难的，同时对规划而言，也是一个重要问题。

(7) 虽然从开关设备来看，制造厂已可提供开断容量高达 80~100 kA 的高压大容量设备，但价格很高，而且变电所其他设备的费用也将随之增大很多，并将影响现有变电所的设备，因此要加以合理限制。

部分国家电力系统的短路电流水平值 表 1 中给出部分国家电力系统 80 年代末和 2000 年的预期三相短路电流值。

中国在 1985 年颁发的《城市电网规划设计导则》

表 1 部分国家的短路电流水平值 (三相短路最大值)

电 网 (kA) (kV)	电 力 网 电 压									
	110/150		220/275		330		400/500		750	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
西欧联合系统			51	65			65	80		
联邦德国 RWE 系统	31.5 (最大) 25 (一般)	31.5	51	65			65	80		
日本关西系统			50 (最大) 27.5 (一般)	50			50	50		
苏联系统	51		>40		>50		30		12	
加拿大① 哥伦比亚水电局系统		30		51.5				40		
安大略系统①				70				80~100		

注：1. 第 1 列中数值为 80 年代末期短路电流水平值。  
2. 第 2 列中数值为 2000 年的预期短路电流水平值或最高限值。  
① 哥伦比亚水电局系统及安大略系统规定的远景最高限值。



(试行)中规定了各级电压电力网的短路电流水平,一般不宜超过表2中所列数值[对500kV电压等级的没有规定,一般选用45000MV·A(50kA)]。由表2可看出随着现代大电力系统的进一步发展,短路电流水平将急剧增加,如何加以限制并制造出适应高短路电流水平的设备,已成为系统规划、设计、运行部门和制造厂家的重要课题。

表2 中国各级电压电力网短路电流水平值

电压 (kV)	短路电流 (MV·A)	电压 (kV)	短路电流 (MV·A)
500		63	2500 (23)
330	23000 (40)	35	1000 (17)
220	15000 (40)	10	300 (17)
110	4000 (21)		

注:括号中数值为以千安表示的短路电流水平值。

限制短路电流水平的措施

(1)在电力系统结构上采取措施降低短路电流:①结合电力系统规划及时采用更高一级电压;②在高一级电压电力网形成后,将低一级电压电力网解列分片运行;③采用直流联网;④尽量减少电力网的紧密度和高压电网的耦合;⑤电力网解列或多母线运行或母线分段运行;⑥大容量电厂和机组直接接至最高一级电压电力网。

(2)在设备上采取措施:①采用高阻抗变压器限制低压侧短路电流;②采用限流电抗器或其他限流措施;③对自耦变压器作为系统联络变压器要进行限制或不采用。

(3)限制单相短路电流的措施:①限制变压器中性点直接接地的数量;②变压器中性点经小电阻或小电抗接地;③限制或不采用自耦变压器;④发电机变压器组的升压变压器中性点不接地,但此时需提高变压器中性点绝缘水平;⑤某些国家,如美国、苏联,在条件允许时,将部分大容量Y,y,d接线自耦变三角形侧开口或采用Y,y接线,不带第三个三角形绕组的变压器,但这种方法在其他国家极少采用。

(吴克昌)

dianli xitong duanlu dianliu shuiping

**电力系统短路电流水平** (short circuit current level of electric power system) 电力系统的最大三相短路或单相接地短路电流值,以次暂态电流周期分量起始有效值表示。短路电流的计算方法见短路电流计算。

短路电流及其电动力效应和发热效应以及短路时的电压降,是选择发电厂(或变电所)接入系统方案和

电气主接线方案、校验与选择电气设备、接地装置计算、选择继电保护配置与整定计算,以及对平行电力线路的通信信号的干扰计算等的基础。其中很重要的是为各种电压等级断路器的选择、研制和定型生产提供依据与技术条件。

确定电力系统短路电流水平时,既要根据电力系统发展的需要,又要考虑断路器的制造水平,还要考虑与国际标准的协调。中国已逐步形成了一套短路电流控制水平,在《城市电力网规划设计导则》中作了如下规定,见表1。

表1 各级电压短路电流控制水平

电压等级(kV)	220	110	63	35	10
短路容量(MV·A)	15000	4000	2500	1000	300
短路电流(kA)	40.0	21.0	23	17	17

**短路电流增大的原因** 在电力系统发展的初期阶段,负荷水平和发电厂规模均较小,单机容量也较小,而且分布比较分散,所以当时系统短路电流水平较低。由于电力工业的高速度发展,电力系统的容量,发电厂的规模和单机容量越来越大,输变电设备的容量也越来越大,负荷密度不断增高,电力网愈益密集,电力系统的互联大量增多,这些因素均导致电力系统短路电流越来越大。

短路电流增大引起的问题和危害

(1)造成电力网中的断路器、隔离开关、电流互感器、母线及支持构架大型化和大量更换,建设费用大大增加。特别是开关设备需要经常大批更换,安装更大容量的设备,有的甚至引起发电厂电气部分和降压变电所的大规模改造。

(2)接地电流增大引起跨步电压和接触电压增大,危及人畜生命。

(3)单相接地电流增大,对与电力线平行的通信线路、铁路信号及无线电广播会感应危险的高电压或造成严重的干扰。

(4)发生短路故障时会对设备造成更严重的损坏。

**限制短路电流的措施** 包括改善网络结构和正确选用电压等级。

改善网络结构 归纳如下10点。

(1)贯彻分层分区的原则是限制短路电流最有效的办法,同时还可提高系统运行的安全性和经济性。分层指按电压等级分层,按负荷和电源的地理分布特点划分供电区。当高一级电压电力网基本形成后,就有计划地逐步简化和改造其下较低电压等级的电力网,选择合适的解列点,使之解环运行。

(2)尽量避免不同电压等级的环网,这种环网不但



使系统潮流分布不易控制、继电保护配置困难、容易使事故扩大,也是使短路电流增大的原因之一。

(3)发电厂之间不直接相连。

(4)远离负荷中心的发电厂之间及其送出的几组输电回路之间是否相连应进行论证,在技术经济指标相差不大的情况下,应优先采用不连接方案。

(5)对大型发电厂应研究厂内不设高压母线而采用发电机-变压器-线路单元制接入附近枢纽变电所或开关站的方案。

(6)大型发电厂处于网络结构比较紧密的负荷中心,出二级电压时,厂内是否设联络变压器应进行论证。在技术经济指标相差不大的情况下,应优先采用不设联络变压器的方案。

(7)合理强化受端主干网架,简化非主干电网,220 kV 枢纽变电所和大型发电厂之间的联络线应双回双线路化,但枢纽变电所和发电厂附近的变电所则简化为终端变电所。

(8)终端变电所高低压母线正常情况时分段解列运行或者低压母线并列运行;正常时母线并列运行,事故时先将母线分段,然后打开故障回路断路器。

(9)装设母线分段电抗器。

(10)在必要时可采取直流方式进行系统间的互联。

**正确选用电压等级** 正确选用电压等级是限制系统短路电流的有效措施之一。

(1)在技术经济指标相差不大时,应优先采用电压等级较高的方案。

(2)不同容量的机组应分别接入相适应的电压等级电网。容量为 100~125 MW 的机组一般不宜接入 110 kV 及以下电网。容量为 500 MW 及以上的机组不宜接入 220 kV 及以下的电网。

**减少系统中变压器中性点的接地点数**,这样可以减小单相接地短路电流:①低压无电源的变电所,变压器中性点不接地;②大型发电厂和枢纽变电所高压为双母线结构时,经常只保持二台变压器中性点接地;③联络变压器少用或不用自耦变压器,其他变电所也要适当控制使用;④变压器中性点经小电抗接地(设备绝缘水平允许时)。

电力系统设计应按远景水平年计算三相短路和单相接地短路电流。选择新增断路器应按设备投运后 10 年左右的系统发展水平计算,更换现有断路器还应按过渡年系统计算。

(雷衍鸿)

dianli xitong fadian gonglu yinshu

**电力系统发电功率因数** (generation power

factor of electric power system) 电力系统中所有发电机发出的总有功功率与总视在功率的比值。

电力系统发电功率因数是电力系统运行参数之一。它表明电力系统中无功补偿的合理性。根据无功就地平衡的原则,发电机发出的无功功率只需满足电厂厂用电、附近用户需求以及就近电力网无功损耗即可。所以,电力系统发电功率因数应保持接近于 1 的较高水平。

(王满义)

dianli xitong fenxi

**电力系统分析** (electric power system analysis)

用仿真计算或模拟试验的方法,对电力系统的稳态和受到扰动后的暂态行为进行考察,作出评价,进而提出改善系统性能的措施,并通过相应措施方案的实现,达到电力系统安全、经济运行的目标。对规划、设计的电力系统,通过电力系统分析,可选择正确的系统参数,制定合理的电力网结构;对运行中的电力系统,借助电力系统分析,可确定合理的运行方式,进行系统事故分析和预想,提出防止和处理事故的技术措施。

**电力系统分析的内容** 电力系统分析包括稳态分析、故障分析和暂态分析三方面内容。

**电力系统稳态分析** 主要研究电力系统稳态运行方式的性能,包括系统有功和无功功率的平衡,网络节点电压和支路功率的分布等,解决系统有功功率和频率调整,无功功率和电压控制问题。

潮流计算是进行电力系统稳态分析的主要方法。潮流计算的结果可以给出电力系统稳态运行方式下各节点电压和各支路功率分布。调整系统运行方式的给定条件进行大量潮流计算,可以研究并从中选择确定经济上合理、技术上可行、安全可靠的正常方式,及时发现电力网元件如变压器和线路过负荷、母线电压越限等异常工况并做出适当处理。潮流计算还给出电力网的功率损耗,便于进行网损分析,并进一步制定降低网损的措施。潮流计算还可用于电力网事故预想,通过模拟线路、变压器等元件的开断,分析其引起潮流分布的相应改变,确定事故影响的程度和防止事故扩大的措施。潮流计算也用于输电线路工频过电压研究和调相、调压分析,为确定超高压线路并联补偿容量、变压器可调分接头设置、发电机额定功率因数等系统规划设计的主要参数以及线路绝缘水平提供部分依据。

稳态电力系统谐波分析是近期发展较快的稳态分析的一项研究内容。它主要是通过谐波潮流计算,研究在特定谐波源作用下,电力网内谐波电流和电压的分

布,确定谐波源的影响从而制定消除谐波的措施。

**电力系统故障分析** 主要研究电力系统中发生单一或多重故障(包括短路和非正常操作)时,故障电流、电压及其在电力网中的分布。

短路电流计算是故障分析的主要内容。短路电流计算的目的是确定短路故障的严重程度,选择电气设备参数,整定继电保护,分析系统中负序及零序电流的分布,从而确定其对电气设备和系统的影响等。

电力系统中可能发生许多复杂故障的工况,如输电线路一点单相接地,同时一侧断路器单相跳开即是一种同时发生的二重复杂故障。复杂故障的计算对分析电力系统事故、校验继电保护装置整定、分析系统中故障电流的分布等有重要作用。

**电力系统暂态分析** 主要研究电力系统受到扰动后的电磁和机电暂态过程,包括电磁暂态过程的分析 and 机电暂态过程的分析。

(1)电磁暂态过程的分析。主要研究电力系统故障和操作过电压及谐振过电压,为变压器、断路器等高压电气设备和输电线路的绝缘配合和过电压保护的选择,以及降低或限制电力系统过电压技术措施的制定提供依据。

(2)机电暂态过程的分析。主要研究电力系统受到大干扰后的暂态稳定和受到小干扰后的静态稳定性能。其中暂态稳定分析是研究电力系统受到诸如短路故障,切除或投入线路、发电机、负荷,发电机失去励磁或者冲击性负荷等大干扰作用下,电力系统的动态行为和保持同步稳定运行的能力。为选择规划设计中电力系统的网络结构,校验和分析运行中电力系统的稳定性能和稳定破坏事故,制定防止稳定破坏的措施提供依据。静态稳定分析是研究电力系统受到小干扰后的稳定性能。为确定输电系统的输送功率,分析静态稳定破坏和低频振荡事故的原因,选择发电机励磁调节系统、电力系统稳定器和其他控制调节装置的型式和参数提供依据。

**电力系统分析的工具** 主要有网络分析仪、物理模拟装置、电子数字计算机及应用软件等。

早期的电力系统分析工具,是依据数学物理模拟原理制或的网络分析仪,即直流计算台和交流计算台。其中直流计算台用电阻网络模型模拟交流纯电抗电力网,用于计算电力系统发生短路故障后的短路电流。交流计算台则以阻抗网络模型模拟交流电力网,主要用于计算电力系统潮流分布和机电暂态过程。由于直流和交流计算台模拟网络的规模有限,在电子数字计算机普遍应用的情况下,它们已不再用于大规模电力系统的分析。

实际仍在使用的暂态网络分析仪(TNA),其原理

与交流计算台大致相同,只是为了研究电磁暂态过程的需要,其变压器、线路等元件的电气参数频率特性的模拟精度和数据收集处理的自动化水平更高,与计算机的数值计算相比,仍有速度快、直观性强的优点。

一种专用于高压直流输电系统分析的高压直流输电模拟装置,也是一种数学物理模型。主要用于高压直流输电系统的控制保护性能及整个系统性能的实时仿真研究。

用微型模型电机、输电线路和负荷等元件连接组成的电力系统动态模拟装置,在苏联和中国等国家曾广泛用于电力系统稳定研究和机电暂态分析。该模拟装置的所有元件均为物理仿真模型,模拟产生的物理现象可与实际电力系统——实时对应,可用于考核校验实际电力系统继电保护和自动装置。然而由于模拟装置中元件的数量有限,以及模拟试验周期长等原因,动态模拟装置的实际应用受到一定的限制。

用电子数字计算机对电力系统进行数值模拟仿真是电力系统分析的主要方法。随着计算机硬件和软件技术的进步,用计算机对电力系统进行分析的方法和应用软件得到迅速发展。在应用范围、分析计算的规模和速度等方面都达到了前所未有的程度。现已开发出可以分析计算具有数千条母线和线路的电力系统的大型电力系统分析软件,这是其他分析手段无法比拟的。

**电力系统分析的方法** 电力系统分析的理论研究和计算机的广泛应用,促进了电力系统分析方法的进步和发展。

理论研究成果为电力系统分析建立了坚实的理论基础,如1918年,C. L. 福蒂斯丘(C. L. Fortescue)提出的对称分量法,将三相交流电力系统的三个相量分解为正序、负序、零序三序对称分量,用于三相交流电力系统不对称故障和操作下电压、电流的计算,为现代电力系统网络分析提供了重要的方法依据。又如,20世纪20年代后期,R. 派克(R. Park)在同步电机双反应理论的基础上,提出用 $dq0$ 坐标系统表示的同步电机基本方程即派克方程。它描述了同步电机的电压、电流、磁链等电磁量与转矩、转速等机械量之间的相互关系,奠定了同步电机暂态分析的基础。

电力系统分析方法的进步与电子数字计算机在电力系统分析中的应用密切相关。电力系统是规模巨大的网络系统,即使只计算超高压电力网,其网络节点数也会达到数以千计的程度。因此,如何快速、准确地求解网络问题的大规模方程式,是使用计算机分析电力系统的首要难题。在电子数字计算机用于电力系统分析的初期阶段,即20世纪60年代前期,主要用导纳矩



阵形式表示稳态线性网络方程组,并用迭代法求解。这比较适合当时计算机存储容量小、计算速度慢的条件,但该方法本身收敛性较差。随后提出了阻抗矩阵法表示网络方程,该方法迭代收敛性好,但存储量要求大,计算速度难以提高。为此于20世纪60年代后期,发展了利用电力网络导纳矩阵的稀疏性,配合电力网节点编号优化的程序技巧,既能使计算速度显著提高,又能节省计算机存储容量。这一网络方程的求解方法应用于电力系统潮流和稳定计算后,计算速度明显提高,解题能力大为增强,促使电力系统分析软件在20世纪60年代末至70年代初期间全面更新,推动了计算机在电力系统分析中更为广泛的应用。在此期间,稀疏矩阵技术与牛顿法相结合的潮流计算解法,短路电流计算中复杂故障处理方法,暂态稳定计算的详细数学模型应用及梯形隐式数值积分法,小干扰静态稳定分析中求系统特征值的QR算法等方法 and 应用程序相继问世,奠定了现代电力系统分析主要计算方法和程序的基础。20世纪80年代以来,电力系统分析方法和软件有进一步发展。特别是在软件商品化程度和用户使用的方便性上有很大提高。所用计算机除大型机外,向专用小型计算机和微型个人计算机、工作站方向发展。32位字长的小型机或微型机配以全套电力系统分析软件,已可计算具有数千节点的大型电力系统。

**电力系统分析的进一步发展** 从20世纪70年代开始,提出了电力系统在线分析的任务。即在用计算机实现全系统运行工况数据在线收集和处理的基礎上,通过状态估计和在线潮流计算,实现系统在线经济调度和静态安全分析,并进而通过在线暂态稳定计算,实现动态安全分析。20世纪80年代以来,随着计算机软硬件技术的进步和电力网调度能量管理系统功能的扩大,电力系统在线分析的任务和目标正在逐步实现。

电力系统分析的进一步发展,要求改进、完善现有电力系统元件和系统的数学模型;更新、改造现有电力分析软件,进一步扩充计算功能,提高使用的方便性;研究开发快速分析和在线分析的方法和软件。在研究开发过程中注意新的理论方法和技术手段的应用。在此基础上,实现更加准确可靠、快速实用的电力系统分析,解决电力系统规模不断扩大、技术装备日益更新、调节控制日趋复杂所提出的电力系统分析课题。

#### 参考书目

西安交通大学等合编. 电力系统计算. 北京: 水利电力出版社, 1978

Stagg G W, EL - Abiad A H. Computer Methods in Power System Analysis. McGraw - Hill, 1968

Arrillaga J, Arnold C P, Harker B J. Computer

Modelling of Electrical Power Systems. John Wiley & Sons, 1983

(周孝信)

dianli xitong fuhe guanli

**电力系统负荷管理** (load management of electric power system)

以行政, 经济和技术等手段对电力负荷进行监视和控制, 调整负荷曲线, 削峰填谷, 提高电力设备的利用率, 使用户尽量合理用电, 减少电能损耗, 保证电力系统按计划负荷曲线运行。

**负荷曲线的调整** 电力系统负荷总在不断变化, 在一昼夜内负荷曲线有高峰与低谷之分; 在一周之内, 周末及节假日的负荷较平时为小; 过去, 一年四季中高峰负荷一般出现在冬季, 目前在一些工业发达国家中由于大量采用空调设备却出现了夏季高峰。电力系统发电及输、变、配电设备的容量是按高峰负荷考虑的, 如果系统高峰负荷很高, 而低谷负荷又很低, 则负荷系数很低, 势必造成发电及输、变、配电设备的利用率不高, 在生产同样电能的情况下使发电、配电等设备的建造投资增加, 从而增加了电能生产成本。在低谷负荷时, 一些水电机组在低负荷运行, 发电效率低, 而一些无水库的水电站和因航运及排灌等原因要求一定放水量的水电站将弃水造成浪费。因此世界各国都采用相应的措施调整负荷曲线以减少负荷曲线上的峰谷差。调整负荷曲线的措施有: ①对一些用户规定它使用的最大功率及电量, 明确规定禁止用电的时间等; ②负荷曲线的低谷总是在深夜出现, 可以增多一些在深夜用电的用户; ③在夏季负荷高峰期间, 尽量使工厂安排检修及休假; ④发展抽水蓄能机组, 利用低谷时的剩余电力抽水, 用于高峰时发电; ⑤对办公室及旅馆等可采用蓄热式热泵将水加热, 将负荷移至深夜; ⑥实行分时电价制, 在高峰负荷时电价高, 低谷负荷时电价低, 以鼓励将负荷移至低谷。

**负荷控制** 在高峰负荷期间, 断开一些不直接影响工农业生产的负荷, 将它移至低谷负荷时开动, 这种负荷称为可控负荷, 使系统负荷的总需求不超过系统的发电能力以维持系统频率为额定。在配电变电所用断开一些馈电线路来控制负荷的办法虽然容易实现但影响面较大, 这时将引起一片地区的停电, 影响工厂、企业的生产及居民的正常生活。负荷控制直接控制大用户内部数量众多和分散的可控负荷(如水加热负荷、空调设备、工业加热炉、农业排灌泵等), 这样既能保持发电出力与负荷需求的平衡, 又不致影响工农业生产及居民生活。在中国目前电力紧张的特殊情况下, 负荷控制用作限电措施, 实现限电不拉路, 事先安排好参

加负荷控制的负荷数目,并经远方控制的开关对它们分别或分批地进行控制。

控制方式 主要有无线电负荷控制与音频负荷控制。此外,还有过零控制、配电线载波和电话网负荷控制等技术。在欧洲较多地采用音频控制方式,在北美较多采用无线电控制方式。一般是在地区调度所或配电变电所中进行控制。

(1) 无线电负荷控制。在地区调度所内装有计算机控制的发送器。当系统出现尖峰负荷时,按事先安排好的计划发出规定频带的无线电信号,分别控制一大批可控负荷。在参加负荷控制的负荷处装有接收器,当接收到地区调度发出的控制信号时自动将负荷开关断开。无线电信号使用的频率由当地统一安排。这种控制方式适合于控制范围不大,负荷比较密集的系统。

(2) 音频负荷控制。信号频率一般为 150~2000 Hz,属音频范围。将音频信号叠加到工频(50 Hz 或 60 Hz)的配电网络中直接传送到用户。这是利用了电力系统本身的特点,是最经济的传送控制信号的方法,适用于范围较大的供电系统。

控制信号叠加到工频配电网络必须与一次系统连接。接入方式有串联注入方式(见图 1)与并联注入方式(见图 2)。选用频率较低时,采用前者较为有利;选用频率较高时,采用后者较合适。接入配电网络的电压等级可以是 110 kV,也可以是 10~35 kV。

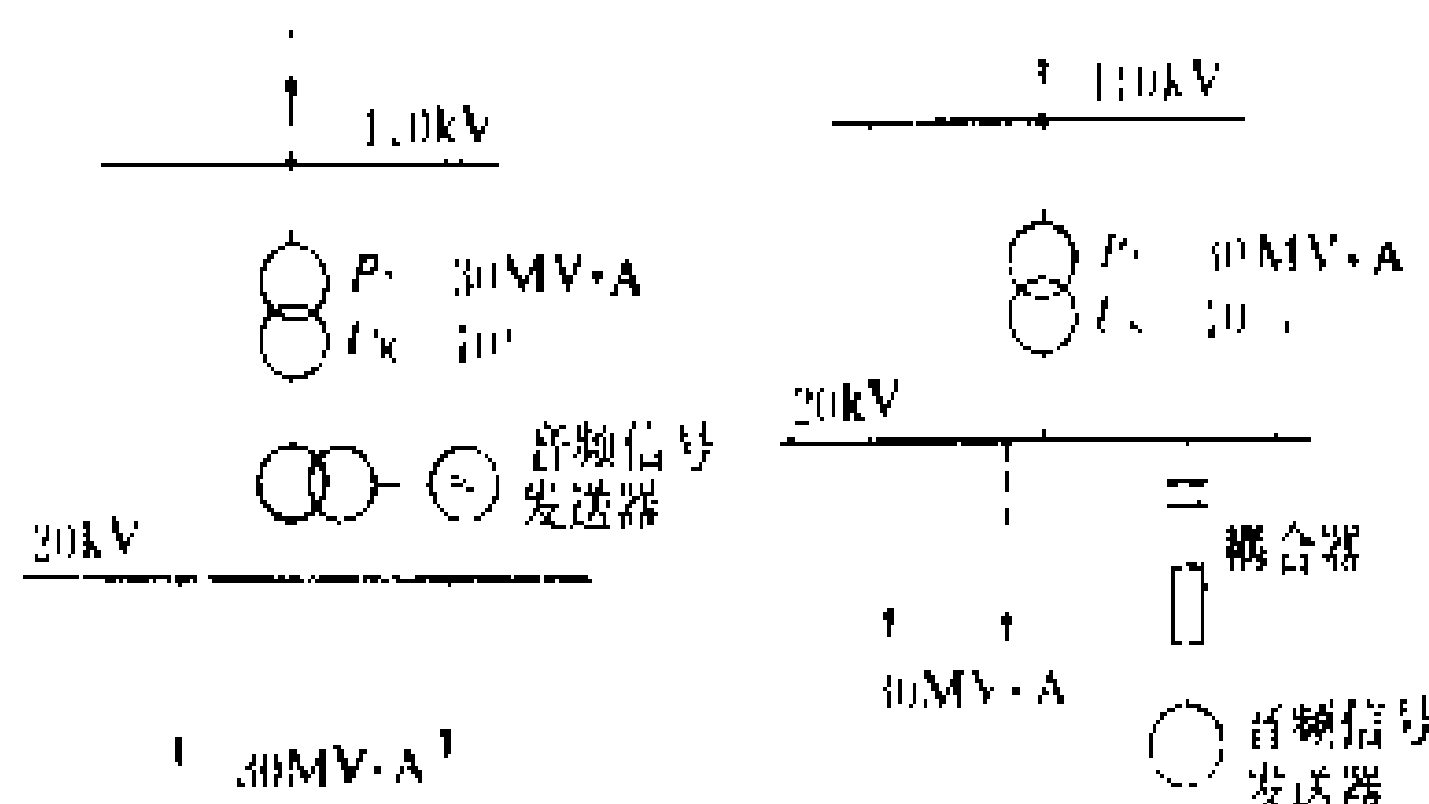


图 1 串联注入方式 图 2 并联注入方式 (王世嫒)

dianli xitong fuhe quxian

## 电力系统负荷曲线 (load curve of electric power system)

电力系统中负荷数值随时间而变化的特性曲线,可分为日、周、年负荷曲线和年持续负荷曲线。在规划设计中,负荷曲线是进行电力电量平衡、分析电站运行方式、确定区间电力电量潮流分布和可靠性计算及电源优化的基础资料。

日负荷曲线 表示负荷数值在一昼夜 0 时至 24 时的变化情况,在规划设计中常用典型的日负荷曲线,其表示方法如图 1 所示。也有用立体图形表示的,如图 2 所示。图 2 的实线部分表示一年内所有的日负

荷曲线,其体积为年电量,其断面表示日负荷曲线的形状。如图 1 所示,在日负荷曲线上,平均负荷  $P_{av}$  以上部分称为尖峰负荷,最小负荷  $P_{min}$  以下的部分称为基荷,平均负荷与最小负荷之间的部分称为中间负荷(腰荷)。

表示日负荷曲线的特性指标有电力系统日负荷率(常以  $\gamma$  表示)和日最小负荷率(常以  $\beta$

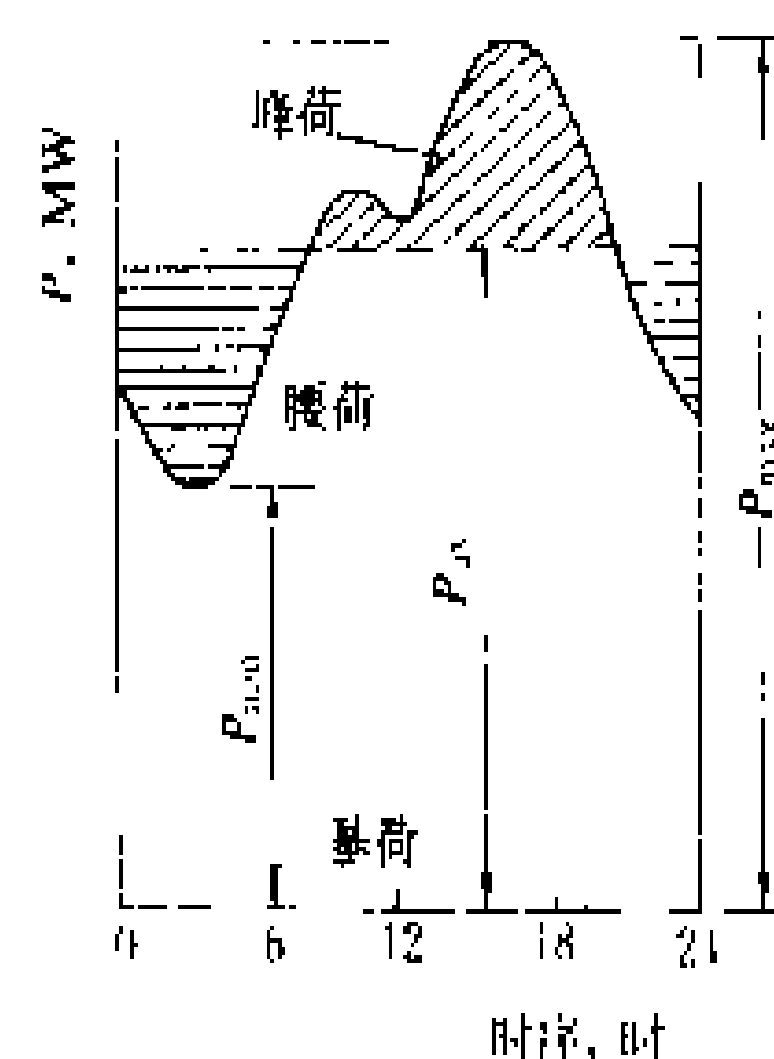


图 1 日负荷曲线图

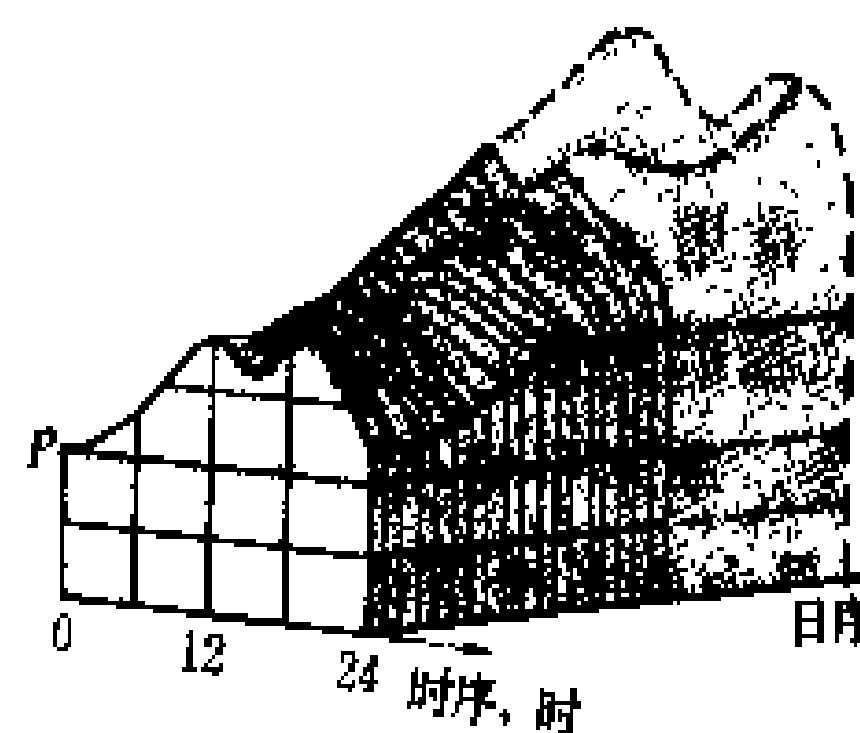


图 2 负荷曲线立体模型图

表示。 $\beta$  是日最小负荷与同日最大负荷的比值,表示一天内负荷变化的幅度。 $\beta$  值的大小与用电结构关系密切,当连续性生产的工业用电比重越大, $\beta$  值也越高。若将电力系统负荷进行削峰填谷,则  $\beta$  值也较高。若系统中市政生活、商业及照明用电比重很大,则  $\beta$  值较低。

在规划与设计中,日负荷曲线常用历史负荷曲线修改法、用户负荷曲线叠加法、典型系统法三种方法编制。

(1) 历史负荷曲线修改法。在实际负荷曲线基础上,按远景负荷结构的变化进行修改而成。

(2) 用户负荷曲线叠加法。将各类负荷的日负荷曲线按设计水平年负荷的大小叠加面成系统的日负荷曲线。

(3) 典型系统法。根据设计水平年各类负荷用电比重,套用负荷结构相近的典型负荷曲线。可按照其他电力系统的负荷曲线修改而成典型负荷曲线,也可根据各类负荷的典型负荷曲线叠加后修改而成。

周负荷曲线 表示一周内每天最大负荷的变化状况,如图 3 所示。周负荷曲线

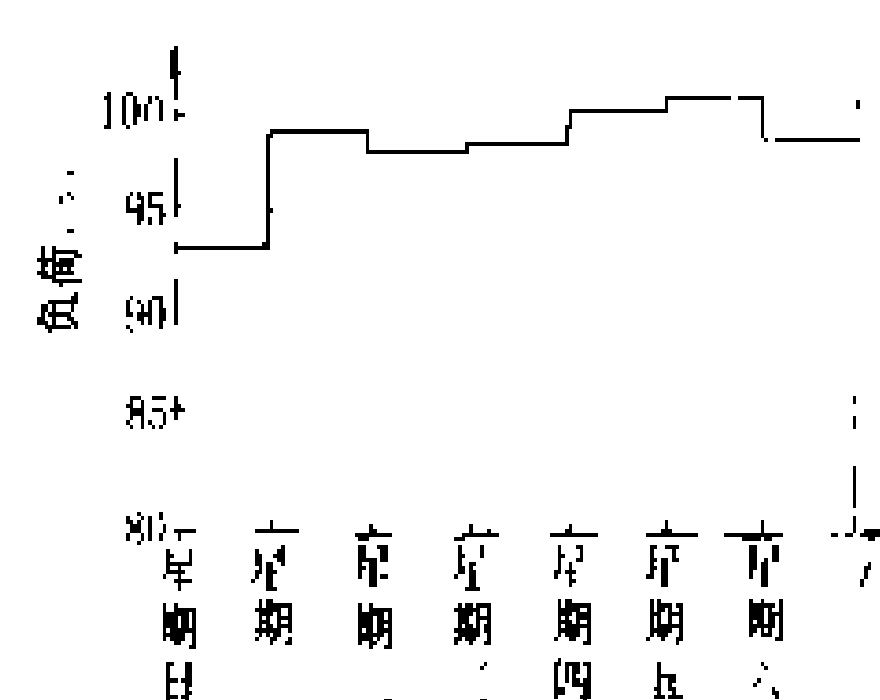


图 3 周负荷曲线

常用于可靠性计算和电源优化计算中,它主要根据实际系统统计资料,经分析整理而成。

年负荷曲线 表示一年内各月最大负荷的变化状



况,如图4所示。表示年负荷曲线的特性指标有月不平衡负荷率,季不平衡负荷率和年最大负荷利用小时数。

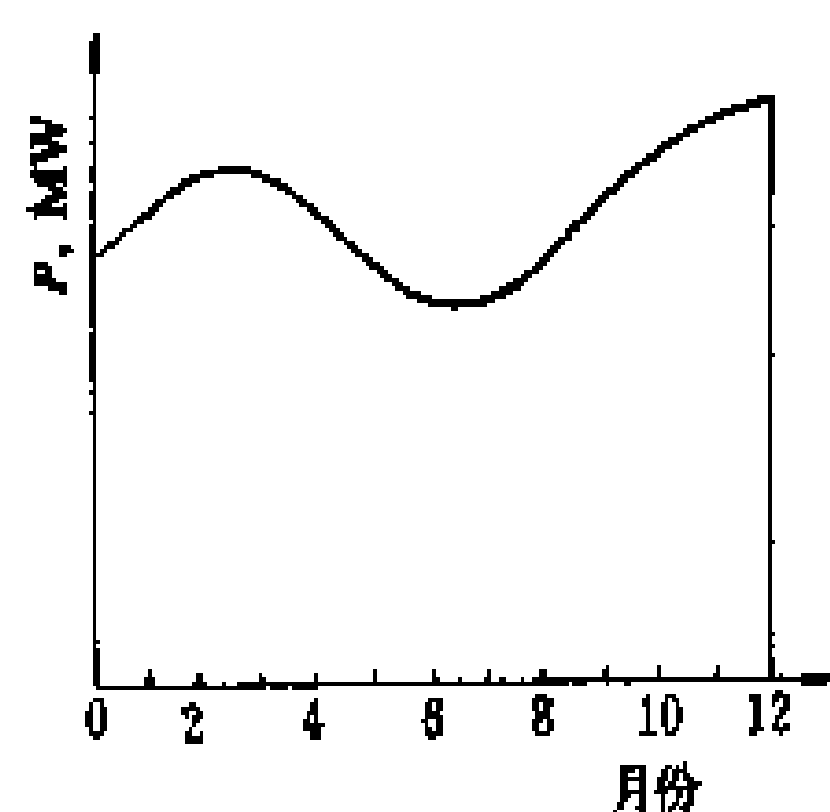


图4 年负荷曲线

(1) 月不平衡负荷率。常用 $\sigma$ 表示,指该月的平均负荷与月内最大负荷日平均负荷的比值。它表示月内负荷变化的不均衡性。12个月的月不平衡负荷率加权平均,就是全年月不平衡负荷率。月不平衡负荷率是由月、周内用电部门的厂休、设备小修、生产作业顺序等不平衡性引起的。此外,在很大程度上还受负荷调整的影响。

(2) 季不平衡负荷率。常用 $\rho$ 表示,指全年各月最大负荷平均值与年最大负荷的比值,它表示一年内月最大负荷变化的不均衡性。季不平衡负荷率是当年季节变化引起的负荷变化,是由季节性用电比重、用户设备大修以及负荷的年增长所引起。

(3) 年最大负荷利用小时数。指年发电量除以该年最大负荷。用以说明一年内负荷变化的平复程度。

年负荷曲线的编制包括两种情况:①对季节性生产用电比重小于10%或用电构成比例没有大变化的情况,可仍采用原有年负荷曲线的形状;

②对于季节性生产用电比重大于10%的系统,或其季节性用电构成比例有较大的变化,需分别作出连续性生产用电和季节性生产用电的年负荷逐月变化曲线,然后叠加成系统年负荷曲线。

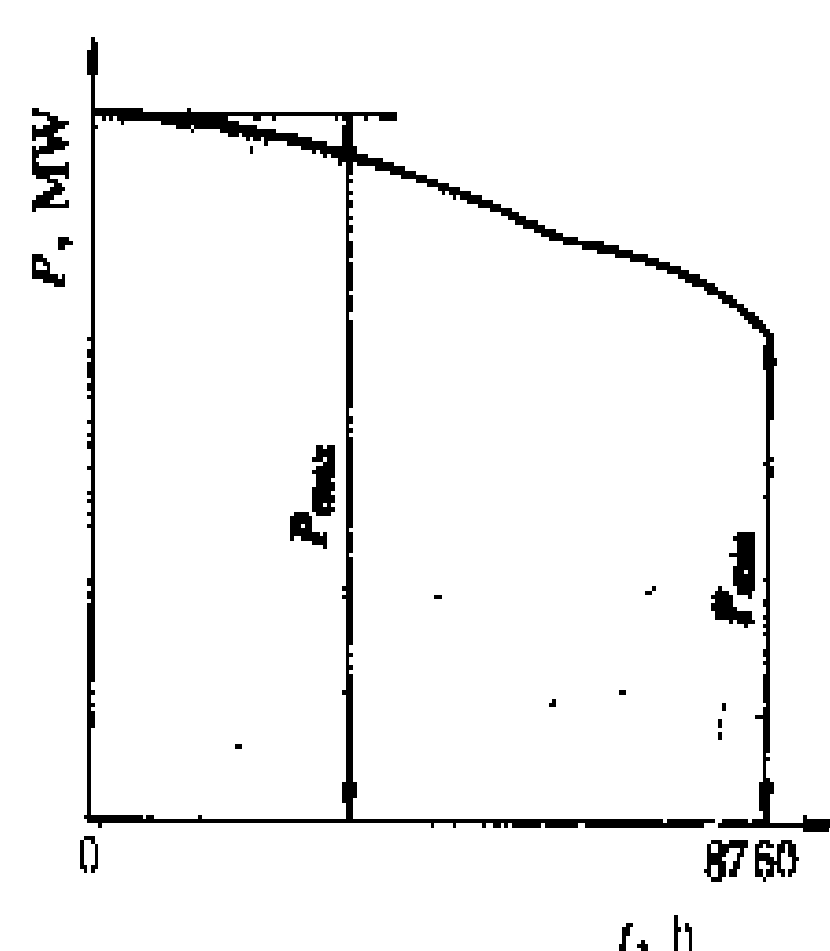


图5 年持续负荷曲线

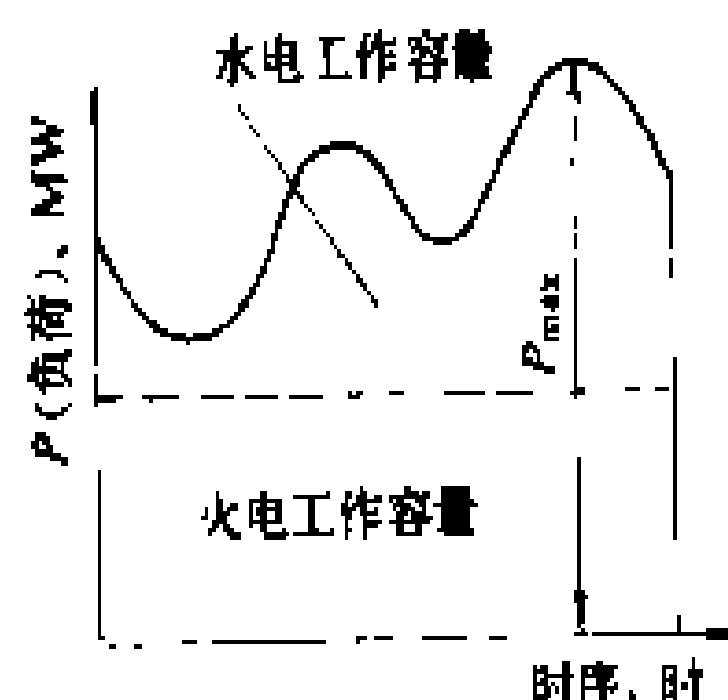
年持续负荷曲线 全年负荷按大小排队,并作出对应的累计持续运行小时数,从最小负荷开始,依次将各点负荷连成曲线,如图5所示。该曲线可算出系统全年的电量,常用于编制电力系统的发电计划和进行可靠性估算。

(陈淑真)

dianli xitong gongzuo rongliang

**电力系统工作容量** (working capacity of electric power system) 电力系统中发电厂担任电力系统正常负荷的容量,是进行电力平衡的基础。

因为电力系统的负荷是变化的,其工作容量也是变化的。在电力平衡表中一般所指的工作容量是指电力系统最大负荷( $P_{max}$ )时的工作容量,如图所示。



工作容量示意图

**水电工作容量** 电力系统中水电厂按保证出力运行时向电力系统所能提供的发电容量。与水电厂的预想出力、保证出力、水库调节性能、下游综合用水的要求、系统负荷水平及负荷特性等有关。

水电厂的预想出力是在一定水头及发电设备状况下,水电厂可能发出的最大出力。水电厂装机容量与预想出力之差称为水电受阻容量。

保证出力是水电厂相应于设计保证率枯水段的发电平均出力。对具有多年调节水库的水电厂,其枯水段为连续几个枯水年。对具有年调节水库的水电厂则枯水段为一年中的枯水期。对日调节、周调节或无调节水库的水电厂,则枯水段为若干天。

水电强迫出力是为保证下游综合用水部门的要求而必须发电的最小出力。下游综合用水部门主要有工业、农业及航运。

根据保证出力、强迫出力及预想出力等参数,即可计算水电工作容量。计算步骤为

(1) 计算水电厂的可调节日电量

$$A_{\text{电}}^{\text{W}} = k_{\text{电}}^{\text{W}} (N_{\text{p}} - N_{\text{f}}) \times 24 \quad (1)$$

式中 $A_{\text{电}}^{\text{W}}$ 为水电厂可调节日电量, $\text{MW} \cdot \text{h}$ ;  $k_{\text{电}}^{\text{W}}$ 为水电调节系数,可按水库调节性能及电力系统有关参数选取,一般为1.0~1.2;  $N_{\text{p}}$ 为保证出力, $\text{MW}$ ;  $N_{\text{f}}$ 为强迫出力, $\text{MW}$ 。

(2) 按水电调峰的原则,自上而下的将水电可调节日电量安排在日负荷曲线上(可利用电量累积曲线),求出水电担负的系统负荷 $P_{\text{M}}^{\text{W}}$ ,则水电工作容量计算为

$$\left. \begin{aligned} N_{\text{电}}^{\text{W}} &= P_{\text{M}}^{\text{W}} + N_{\text{f}} \\ N_{\text{电}}^{\text{W}} &\leq N_{\text{e}} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

式中 $N_{\text{电}}^{\text{W}}$ 为水电工作容量; $N_{\text{e}}$ 为水电预想出力; $P_{\text{M}}^{\text{W}}$ 为水电可调节电量承担的系统负荷。

(3) 在水电比重较大时,水电工作容量算式如式(3),但必须同时满足式(4)。

$$N_{\text{电}}^{\text{W}} = K_{\text{电}}^{\text{W}} (N_{\text{p}} - N_{\text{f}}) + N_{\text{f}} + P_{\text{M}} (1 - \gamma) \quad (3)$$

$$K_{\text{电}}^{\text{W}} (N_{\text{p}} - N_{\text{f}}) \geq P_{\text{M}} (\gamma - \beta) \quad (4)$$

式中 $P_{\text{M}}$ 为系统最大负荷; $\gamma$ 为电力系统日负荷率; $\beta$ 为最小负荷率。

同样,  $N_{\text{电}}^{\text{W}} \leq N_{\text{e}}$ 。



火电(包括核电)工作容量 系统最大负荷减去水电工作容量即为火电(包括核电)工作容量。但火电工作容量应满足以下四个条件。

(1) 系统火电开机容量(扣去受阻容量)要大于火电工作容量,以保证系统有足够的旋转备用容量。

(2) 各地区的开机容量应满足各地保安备用电源的需要。

(3) 除技术上已采取措施可供调峰运行的机组外,在日运行方式中火电机组一般不得停运和启动,且运行出力不得低于该机组允许的最小技术出力。

(4) 热电厂出力应满足供热的要求,但在热电厂技术条件许可并经济合理时,部分热负荷可由减温减压装置供给,以降低热电厂出力,充分利用水电的季节性电能。

#### 参考书目

成都勘测设计院主编,水能设计,北京:电力工业出版社,1981

(曹俊)

dianli xitong hulian

**电力系统互联** (interconnection of electric power systems) 两个或多个电力系统通过它们之间的联络线路相互连接,交换功率。由于电力系统互联在一定条件下可取得很大的效益,近年来,许多国家不仅将国内各个电力系统互联成全国统一电力系统或联合电力系统,实行统一调度或联合调度,而且在国家之间也进行了互联,成为跨国联合电力系统,按事先签订的交换功率协议进行联合调度。

电力系统互联的主要效益有:①增大系统容量,减少备用容量;②错峰,降低总的最大负荷,减少新装机容量;③可装高参数大容量机组;④可实现水、火电联合开发和联合运行,充分发挥水电资源和水电调峰的作用;⑤可取得跨流域补偿调节效益;⑥发生故障时,便于各地区间出力的相互支援。电力系统互联往往使系统运行和调度管理上增加复杂性,在故障时有可能波及相邻系统,所以必须采取相应的技术措施,例如系统间的通信和远动信息交换、自动调频和联络线路负荷自动控制、系统安全自动监控等,防止事故范围扩大。

电力系统互联有系统边缘就近相连和系统枢纽点相连两种。前者一般互联电压等级较低,属弱联系,交换功率小;后者距离远,选用互联电压等级高,属强联系,交换功率大,系统互联主要是指后一种。

电力系统互联所承担的任务有:正常方式互送、单向送和不送三种;事故方式下也有互相支援、单向支援和不支援三种。中国在建设和拟建的几项互联工程中

有正常和事故均单送,正常单送、事故互援以及正常和事故均互送三种。

根据互联所承担的任务,论证并确定交换功率数,优选联络线路方案,包括互联方式、电压等级、电力网结构、线路回数 and 导线参数、送受端变电(或换流)所址、规模与设备等。根据交换功率数,对初步选择的互联电力系统方案进行经济输电能力、热稳定极限输电能力、电压降允许输电能力和系统稳定允许输电能力验算。

互联方式有交流、直流和交直流混合三种。交流互联投资较省,结合中途落点可向沿途地区供电,但输电距离过长时稳定问题较难解决;直流互联适用于输电距离和容量超过交直流输电经济分界点的情况、较长距离的跨海输电或者系统稳定和调度管理需要时;对于交直流混合互联,当交流系统故障时,在直流输电系统采取调制措施,可提高交流系统稳定水平,但当直流输电系统故障时对交流系统的影响也必须采取相应措施,因为直流输电系统故障强迫停运率仍然较高。

系统互联必须注意保持互联电力系统交换功率的稳定性,一般需要在两侧系统中采取自动的互联电力系统(或线路)功率偏差控制,使正常方式时各侧系统内负荷的正常变化由调节该系统内发电出力自行补偿,以保持互联电力系统(或线路)的平均潮流符合计划规定的经济交换功率。

(雷衍鸿)

dianli xitong hui fu zhuang tai

**电力系统恢复状态** (restoration state of electric power system) 电力系统在经历紧急状态后,事故已被抑制的运行状态。此时电力系统中的部分元件(如发电机、线路和负荷)仍被断开,在严重情况下系统被分解为若干个独立的部分系统。所以,要借助一系列的操作,使电力系统在最短的时间内恢复到正常状态(或警戒状态),尽量减少对社会各方面的不良影响。这些操作包括:恢复和投入发电机的出力,恢复和投入输变电设备,恢复对开断的负荷供电,使系统解列的部分重新并列等等。目前,这些操作大部分是人工进行的,也有少数应用自动装置重合被开断的线路或负荷,电压的恢复一般借助自动调节发电机(或调相机)的励磁和变压器的分接头。

一次重大事故后的电力系统恢复过程是一个有次序的协调过程,不恰当的恢复顺序可能会引起一次新的事故。应通过信息收集系统了解和确定系统的实时状态,如系统的频率和各母线的电压,发电机、线路和负荷的完好情况和接入或断开状态,系统的解列状态等。应使仍旧维持运转的发电机及输变电设备尽可能



保证对未断开的用户供电。然后,使断开而没有损坏的发电机和输变电设备恢复出力并重新投入系统。在恢复过程中,根据被断开负荷的重要程度和系统的实际可能,逐个地恢复对负荷的供电。在各个部分系统已经恢复到一定程度后,即各部分系统的频率及电压接近或达到额定值后,应将在紧急状态时解列的各部分系统逐个重新并列,使系统尽可能恢复到事故前的运行状态。随着可用出力的增加和输变电设备的重新投入,逐步恢复对全系统供电。

在恢复过程中,应尽量避免出力和负荷间的动态不平衡和线路过负荷等现象的发生,应充分利用自动监视功能,观察恢复过程中各重要母线电压、线路潮流、系统频率等运行参数,以确认每一恢复步骤的正确性。

为了保证恢复过程的顺利进行,要求运行人员熟悉系统特点和各种恢复手段,对各种故障后恢复过程的操作顺序应确切掌握;要求通信设备和信息收集系统完备无损,以保证在恢复过程中各级运行人员的通信联系和重要设备的状态信息能正确无误地进入控制中心;各级控制中心及重要发电厂和变电所应有可靠的事故备用电源,以确保具备全系统的恢复能力。

(马大强)

Dianli Xitong Jishu Daoze

## 《电力系统技术导则》 (Technical Guidelines for Power System Planning and Operation)

总结中国电力系统多年工作的经验,针对当前系统发展中的问题而制定的部颁导则。它是指导电力系统各有关部门和各专业处理有关电力系统工作中技术问题的依据。

本技术导则是在对中国五大电力系统进行了全面的、系统的调查研究的基础上,总结了电力系统规划、设计、生产运行和科学试验的经验,同时适当参照了国外大电力系统的发展情况并结合中国具体条件而制定的。

**批准单位和时间** 1984年12月由水利电力部以(84)水电办字第30号文批准并颁发执行。

**主要内容** 包括对电力系统的基本要求,有功电源的安排,受端系统建设,电源的接入,系统间联络线,无功电源与电压控制,继电保护与安全自动装置,调度自动化和通信等。

**对电力系统的基本要求** 包括对电力系统规划和设计的基本要求,受端系统、联络线和电源接入系统的安全准则以及对继电保护、安全自动装置、系统自动化和电力系统通信的基本要求。

**有功电源的安排** 包括各种电源安排的原则;电

源建设中基荷、腰荷、调峰和调频等不同性质电厂的安排;明确了全系统性和区域性电厂的任务以及有功备用容量的分类及其数值。

**受端系统建设** 包括受端系统的安全准则,无功事故补偿能力和事故后电压下降允许值,以及大城市枢纽变电所的建设原则。

**电源的接入** 包括发电厂出线的选定原则,不同容量的电厂和机组接入相应电压电力网的原则,不同类型电厂送出线电压的选择原则,规划设计电力网结构时应特别注意的防止受端系统崩溃的一些重要原则以及电源接入系统的送电回路的安全准则。

**系统间联络线** 包括建设联络线应注意分析研究的主要方面,联网的必要条件,联络线电压的选择原则、输电能力的确定和安全准则,交直流混合联络线的安全准则。

**无功电源与电压控制** 包括无功电源的安排原则,无功补偿分层、分区和就地平衡的原则,无功补偿装置的选择,330~500 kV线路充电功率的补偿原则和高压并联电抗器的装设条件以及设置变压器带负荷调压的原则。

**继电保护与安全自动装置** 包括为保持系统稳定规定的超高压线路的故障切除时间,500 kV线路单相重合闸的方式和选用原则,按频率降低自动减负荷的整定原则及切除负荷容量的配置,按电压降低自动减负荷装置的装设原则和解列点的设置原则。

**调度自动化和通信** 包括对发电厂、变电所设施为满足系统调度自动化的要求,调度自动化系统为满足系统安全监控的要求,对调度中心和受其调度的主要发电厂、变电所之间通信通道的要求,通信网规划建设应综合考虑的因素和微波干线落点的原则,对通信设备的电源和备用电的要求。

本导则所规定的技术原则对中国现阶段的电力系统规划、设计和运行有着极重要的指导意义。它也是指导电力系统各有关部门和各专业协调处理有关系统技术性问题的依据。

(吴竞昌)

dianli xitong jidian baohu

## 电力系统继电保护 (electric power system relay protection)

当电力系统中的电力元件(如发电机、线路等)或电力系统本身发生了故障或危及其安全运行的事件时,向运行值班人员及时发出警告信号,或者直接向所控制的断路器发出跳闸命令,以终止这些事件发展的一种自动化措施和设备。实现这种自动化措施的成套硬件设备,用于保护电力元件的,一般通称为继电保护装置;而用于保护电力系统的则





通称为电力系统安全自动装置。继电保护装置是保证电力元件安全运行的基本装备,任何电力元件不得在无继电保护的条件下运行;电力系统安全自动装置则用以快速恢复电力系统的完整性,防止发生和中止已开始发生的足以引起电力系统长期大面积停电的重大系统事故,如失去电力系统稳定、频率崩溃或电压崩溃等。

**基本内容** 对被保护对象实现继电保护,包括软件和硬件两方面的内容:①确定被保护对象在正常运行状态和拟进行保护的异常或故障状态下,有哪些物理量发生了可供进行状态判别的量、质或量与质的重要变化。这些用来进行状态判别的物理量,最简单也是最基本的例如通过被保护电力元件的电流大小等,称为故障量或起动量。②将反应故障量的一个或多个元件按规定的逻辑结构进行编排,实现状态判别,发出警告信号或断路器跳闸命令的硬件设备。

**故障量** 用于继电保护状态判别的故障量,随被保护对象而异,也随所处电力系统的周围条件而异。使用得最为普遍的是工频电气量。而最基本的是通过电力元件的电流和所在母线的电压,和由这些量演绎出来的其他量,如功率、相序量、阻抗、频率等,从而构成电流保护、电压保护、阻抗保护、频率保护等。例如,对于发电机,可以实现检测通过发电机绕组两端的电流是否大小相等,相位是否相反,来判定定子绕组是否发生了短路故障;对于变压器,也可以用同样的判据来实现绕组的短路故障保护,这种方式,叫做电流差动保护,是电力元件最基本的一种保护方式。对于油浸绝缘的变压器,可以用油中气体含量作为故障量,构成气体保护。线路继电保护的种类最多,例如在最简单的辐射形供电网络中,可以用反应被保护元件通过的电流显著增大而动作的过电流保护来实现线路保护;而在复杂电力网中,除电流大小外,还必须配以母线电压的变化进行综合判断,才能实现线路保护,而最为常用的是可以正确地反应故障点到继电保护装置安装处电气距离的距离保护。对于主要输电线路,还借助连接两侧变电所的通信通道,相互传输继电保护信息,来实现对线路的保护(见线路纵联保护)。近年来,又开始研究利用故障初始过程暂态量作为判据的线路保护。对于电力系统安全自动装置,简单的例如以反应母线电压的频率绝对值下降或频率变化率为负来判断电力系统是否已开始走向频率崩溃;复杂的则在一个处所设立中心站,通过通信通道连续收集相关变电所的信息,进行综合判断,及时向相应变电所发出操作命令,以保证电力系统的安全运行。

**硬件结构** 硬件结构又叫装置。硬件结构中,反应一个或多个故障量而动作的继电器元件,组成逻辑回

路的时间元件和扩展输出回路数的中间元件等,在20世纪50年代及以前,差不多都是用电磁型的机械元件构成。随着半导体器件的发展,陆续推广了利用整流二极管构成的整流型元件和由半导体分立元件组成的装置。70年代以后,利用集成电路构成的装置在电力系统继电保护中得到广泛运用。到80年代,微型机在安全自动装置和继电保护装置中逐渐应用。随着新技术新工艺的采用,继电保护硬件设备的可靠性、运行维护方便性也不断得到提高。目前,是多种硬件结构并存的时代。

**基本性能要求** 对电力系统继电保护的基本性能要求有:可靠性、选择性、快速性、灵敏性和结构简化诸项。这些要求之间,有的相辅相成,有的相互制约,需要针对不同的使用条件,分别地进行协调。

**可靠性** 继电保护可靠性是对电力系统继电保护的最基本性能要求,它又分为两个方面,即可信赖性与安全性。

(1)可信赖性。要求继电保护在设计要求它动作的异常或故障状态下,能够准确地完成动作。

(2)安全性。要求继电保护在非设计要求它动作的其他所有情况下,能够可靠地不动作。

可信赖性与安全性,都是继电保护必备的性能,但两者相互矛盾。在设计与选用继电保护时,需要依据被保护对象的具体情况,对这两方面的性能要求适当地予以协调。例如,对于传送大功率的输电线路保护,一般宜于强调安全性;而对于其他线路保护,则往往宜于强调可信赖性。至于大型发电机组的继电保护,无论它的拒绝动作或误动作跳闸,都会引起巨大的经济损失,需要通过精心设计和装置配置,兼顾这两方面的要求。

提高继电保护安全性的办法,主要是采用经过全面分析论证,有实际运行经验或者经试验确证为技术性能满足要求,元件工艺质量优良的装置;而提高继电保护的可靠性,除了选用高可靠性的装置而外,重要的还可以采取装置双重化,实现二中取一的跳闸方式。

**选择性** 继电保护选择性是指在对系统影响可能最小的处所,实现断路器的控制操作,以终止故障或系统事故发展。例如,对于电力元件的继电保护,当电力元件故障时,要求最靠近故障点的断路器动作断开系统供电电源;而对于振荡解列装置,则要求当电力系统失去同步运行稳定时,在解列后两侧系统可以各自安全地同步运行的地点,动作于断路器将系统一分为二,以中止振荡,如此等等。

电力元件继电保护的选择性,除了决定于继电保护装置本身的性能外,还要求满足:①由电源算起,愈

靠近故障点的继电保护的故障起动值相对愈小,动作时间愈短,并在上下级之间留有适当的裕度;②要具有后备保护作用,如果最靠近故障点的继电保护装置或断路器因故拒绝动作而不能断开故障时,能由紧邻的电源侧继电保护动作将故障断开。在 220 kV 及以上电压的电力网中,由于接线复杂所带来的具体困难,在继电保护技术上往往难于做到对紧邻下一级元件的完全后备保护作用,相应采用的通用对策是:每一电力元件都装设至少两套各自独立工作,可以分别对被保护元件实现充分保护作用的继电保护装置,即实现双重化配置;同时设置一套断路器拒绝动作的保护(见断路器失灵保护),当断路器拒动时,使同一母线上的其他断路器跳闸,以断开故障。

**快速性** 继电保护快速性是指继电保护应以允许的可能最快速度动作于断路器跳闸,以断开故障或中止异常状态发展。继电保护快速动作可以减轻故障元件的损坏程度,提高线路故障后自动重合闸的成功率,并特别有利于故障后的电力系统同步运行稳定性。快速切除线路与母线的短路故障,是提高电力系统暂态稳定的最重要手段。

**灵敏性** 继电保护灵敏性是指继电保护对设计规定要求动作的故障及异常状态能够可靠地动作的能力。故障时通入装置的故障量和给定的装置起动值之比,称为继电保护的灵敏系数。它是考核继电保护灵敏性的具体指标,在一般的继电保护设计与运行规程中,都有具体的规定要求。

继电保护愈灵敏,愈能可靠地反应于要求动作的故障或异常状态;但同时,也愈易于在非要求动作的其他情况下产生误动作,因而与选择性发生矛盾,需要协调处理。

**简化** 通常所指的简化,是要求尽可能采用最简单的故障起动元件和最简要的逻辑回路构成能满足要求的继电保护装置。保护装置愈简单,可靠性愈高,这一点已为长期的运行实践所充分证实。而现代继电保护装置简化的另一个重要含义是便于运行维护和检修。

**展望** 随着数字技术在电力系统中的推广运用和电力系统本身的日益扩展,将在大容量机组和超高压线路上日益推广采用微机型的继电保护装置;预测和预防事故的技术和手段以及相应的电力系统安全自动装置也将随微机的运用而可能日益向综合、集中、智能化等高层次发展。

(王梅义)

dianli xitong jidian baohu peizhi

**电力系统继电保护配置** (disposition of pro-

TECTIVE RELAYING) 经过分析论证,在组成电力系统的各个电力元件上,设计安装技术性能合乎要求和相互协调的继电保护装置。有多种继电保护装置可供选用,但需要在全系统协调的基础上进行继电保护的配置,才能更好满足可靠性、选择性、快速性及灵敏性的要求。从广义上讲,可分为电力系统元件继电保护的配置和电力系统安全自动装置的配置两大类。

### 电力系统元件继电保护的总体配置

**主保护与后备保护** 电力系统元件(发电机、变压器、线路、母线、电动机等等)继电保护的基本任务,也是对继电保护配置的总体要求,是当被保护的电力系统元件发生故障时,应该由该元件的继电保护装置迅速准确地给距离故障元件最近的断路器发出跳闸命令,使故障元件及时从电力系统中断开,以最大限度地减少对电力元件本身的损坏,降低对电力系统安全供电的影响,并满足电力系统的某些特定要求(如保持电力系统的暂态稳定性等)。充当这种第一线保护作用的继电保护叫主保护;而当这个任务不能实现时,则应由其他的继电保护或相邻电力元件的继电保护动作,将故障元件自电力系统中断开。起后一种保护作用的继电保护叫后备保护。

在较简单的低压电力网中,电力元件的主保护和后备保护往往由同一装置实现。对于大容量发电机与变压器以及高压电力网的线路,往往以相互独立的不同装置来实现主保护与后备保护,有的主保护还不止一套,依被保护电力元件的重要性、对电力系统的影响等条件而定。例如,一般大中型变压器都有两套主保护装置:气体保护及电流差动保护;有的特大容量的发电机甚至配置了三套主保护装置,实现三中取二的原则,既避免了误动作的危险,又可靠地防止可能的拒绝动作,因为这两者都会带来巨大的经济损失;220 kV 及以上的超高压线路往往都配置两套主保护,以满足保持电力系统暂态稳定的快速动作要求,同时因为对相邻电力元件故障的后备作用不足,除加强主保护外,还配置断路器失灵保护,前者用以保证当被保护线路发生故障时能可靠地给断路器发出跳闸命令,后者则用以解决断路器在收到跳闸命令后拒绝执行跳闸的问题。

**断路器失灵保护** 当判定保护装置已动作发出给断路器的跳闸命令,经过足以判别的最小时间间隔,确证断路器尚未跳闸时(往往以电流继续通过已向它发出了跳闸命令的断路器为判据),将同一变电所中在电回路上最靠近拒动断路器且接有电源的所有其他相邻断路器断开,以断开到故障点的全部电源的一种特殊保护回路。它用于对相邻元件后备保护作用不足的情况,主要是 220kV 及以上的超高压线路,又称后备接



线。

### 电力系统元件继电保护配置的基本内容

**相间故障保护** 用于当相对相或相与相对地短路故障时的保护。这一类故障的特点是通过故障点的电流大,邻近变电所的母线电压有较大的下降,无论对电力元件本身,或者对于电力系统的安全稳定运行都将带来严重的不良后果,因而要求尽可能快速地将故障切除。用于发电机、变压器等电力元件的相间保护,主要是比较两侧电流大小、相位或大小及相位的差动保护;对于输电线路的相间保护,则因所在电力网的电压等级、电力网结构的复杂性等而有很大的差异,最简单的如反应相电流的过电流保护,复杂的则需借助通信通道实现线路纵联保护。

**接地故障保护** 主要分为两大类别,依单相接地故障时通过故障点的电流大小而定。一种是通过故障点的电流大,和相间故障一样,同样要求快速地将故障切除;另一种是通过故障点的接地电流被限制到允许故障元件带接地故障短时间运行的水平,可以只发出接地警报,由运行人员将故障元件原来所带的电力负荷转移到其他电力系统元件上,然后手动将故障元件断开。

**电力设备专用保护** 结合电力设备故障特点实现和按设备特殊要求装设的继电保护。例如,反应变压器内部故障的气体保护;保护大型发电机转子过热的负序电流保护等等。

**电力系统安全自动装置的配置** 电力系统安全自动装置是为了防止系统失去运行稳定性和避免发生大面积停电,保证电力系统整体安全运行而配置的特殊保护系统。需要结合每个系统的特殊需要,进行专门设计并在系统中的适当地点安装使用。在安全自动装置中,以故障断开后自动恢复送电的线路自动重合闸装置的采用最为广泛,基本上在所有输配电线路上都进行配置;其次是为了防止电力系统频率崩溃的按频率降低自动减负荷装置,在每个电力系统中都需要装设。其他的则视系统需要而定。(见电力系统安全自动装置)

(王梅义)

dianli xitong jidian baohu yu anquan zidong zhuang zhi sheji

### 电力系统继电保护与安全自动装置设计

(planning of relay protection and automatic security control devices)

电力系统建设整体发展方案中有关继电保护与安全自动装置部分的系统设计。系统继电保护设计是在分析计算的基础上,在电力系统各个电力设备上,逐一配置技术性能合乎要求

及动作特性相互协调的继电保护装置。设计中要解决这些装置的配置原则、选型、参数选择、整定计算及从交流电流、电压输入到出口跳闸的整个保护回路连接等一系列问题,使之满足可靠性、选择性、快速性及灵敏性要求,能及时切除电力系统内各种故障。系统安全自动装置设计是要解决整个电力系统紧急状态下的实时控制,通过分析论证确定各类安全自动装置在电力系统预定地点的配置、性能要求和构成方案,目的在于防止电力系统的稳定破坏或事故扩大,造成大面积停电或对重要用户长时间中断供电。

电力系统继电保护与安全自动装置设计一般包括:①设计依据及电力系统状况分析;②计算与分析;③配置方案;④对有关专业的要求;⑤投资估算等内容。

**设计依据及电力系统状况分析** 可根据所下达的设计任务或有关部门委托的设计任务书,或与建设单位签订的设计合同进行设计。设计应论述原有系统继电保护与安全自动装置的配置状况及存在问题,并根据设计水平年电力系统结构特点和运行方式进行初步分析,指出系统稳定与安全运行对继电保护与安全自动装置要求,明确设计中要解决现存的薄弱环节或需要重点研究的课题、运行或建设单位对设计的要求等内容。

**计算与分析** 系统继电保护计算的目的是论证继电保护配置方案的合理性与可行性,计算一般按主管部门颁发的有关设计与整定计算规程进行,计算项目包括运行方式确定,各种故障状态下短路电流计算,保护动作参数及时间选择,以及灵敏度校验和配合等。系统安全自动装置的计算,主要是在电力系统设计稳定计算的基础上,侧重于校核当电力系统发生了性质较严重但概率较低的单一故障(如三相短路)时,配置必要的安全自动装置,以保持系统稳定(允许损失部分负荷);或当电力系统发生罕见的多重故障(包括大电源丧失,故障时断路器拒动等),此时电力系统可能失去稳定,应采用安全自动装置等措施,力求防止电力系统崩溃,减少停电范围。

**配置方案** 电力系统继电保护的配置包括对每一电力元件主保护、后备保护及断路器失灵保护的配置。配置水平由各电力元件在电力系统中所处地位及重要程度决定,一般要考虑:①电力网电压等级;②电力系统中性点接地方式;③电力网结构状况;④故障类型及概率;⑤电力网的事故教训和运行经验;⑥产品供应保障等诸多方面因素。继电保护的具体配置内容包括各电力元件上相间保护、接地保护及某些电力设备专用保护(如发电机失磁保护)等。(见电力系统继电保护配置)



电力系统安全自动装置的配置系根据电力系统设计提出的要求和系统稳定计算分析的结果，确定在电力系统中需要配置的安全自动装置类型、地点及数量、技术性能要求等。根据电力网结构不同及运行方式变化和系统要求，安全自动装置可按分散式和集中式两种方式配置，分散式仅采用当地有关信息，实行就地控制；集中式则除采取当地有关信息外，还需通过信息通道收集系统中其他点有关信息，进行综合处理与判断，而后向相关点发出控制命令。（见电力系统安全自动装置）

对有关专业的要求 主要包括电力网接线及运行方式，发电厂、变电所的主接线方式，断路器及其跳合闸线圈数量和参数，电流、电压互感器铁芯的准确等级、个数、变比，直流操作电源，信息传送通道及接口配合，调度自动化及厂（所）自动化协调等。

投资估算 列出设计中所需继电保护及安全自动装置类型、数量及投资估算费用。投资估算一般为新建厂（所）设备投资，对原有厂（所）保护及安全自动装置改造部分投资及科研与开发项目投资宜分项列出。

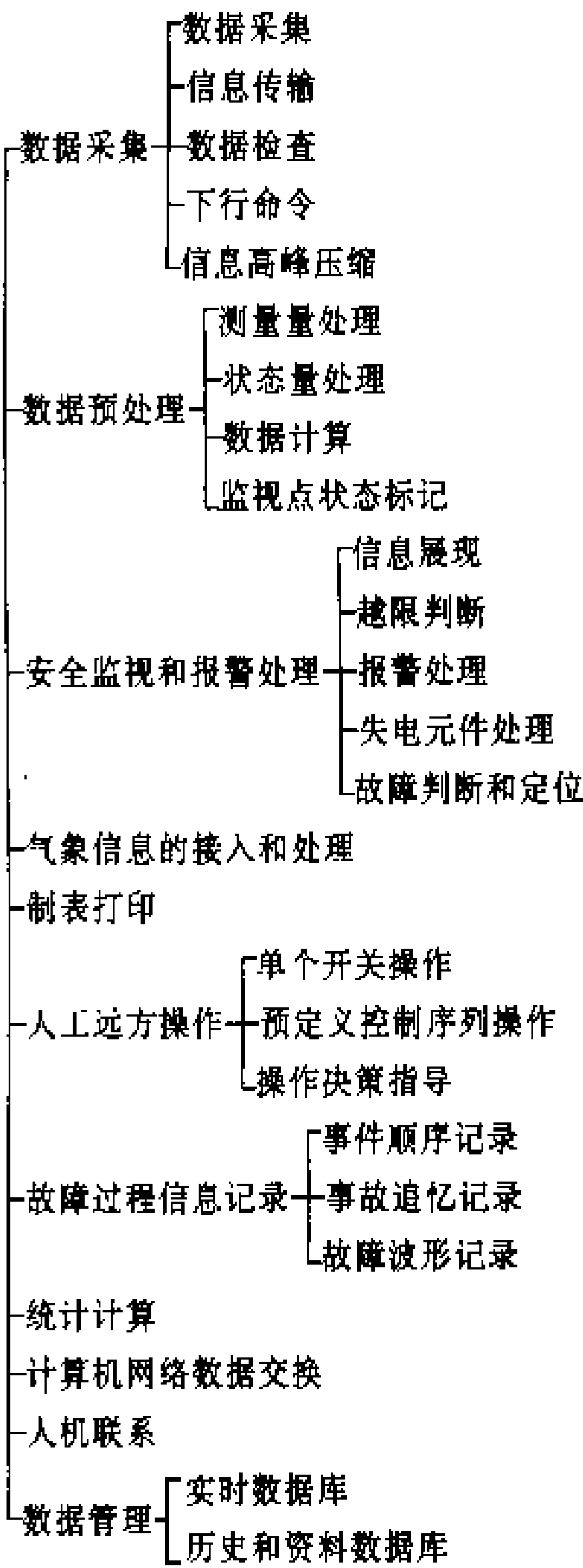
系统继电保护与安全自动装置设计成品应包括现有及设计水平年限电力系统单线接线图和相应继电保护与安全自动装置配置图，分析计算主要结论、图表及文字说明，对重要问题需特别论述的可附专题分析报告。

（董柏林）

dianli xitong jianshi kongzhi

**电力系统监视控制**（supervisory control of electric power system）通过数据采集与监视控制系统（简称数据采集与监控系统）对电力系统运行状态进行在线监视及对远方设备进行操作控制的功能。监视是指对电力系统运行信息的采集、处理、显示、告警和打印，以及对电力系统异常或事故的自动识别。控制则主要是指通过人机联系工具对断路器、隔离开关、静电电容器组等设备进行远方操作的开环性控制。调度员用人机联系工具执行电力系统日运行计划并保持频率和中枢点电压的质量，采取预防性措施消除不安全因素，处理事故，恢复电力系统正常运行。监视控制功能是调度自动化系统的基本功能，它为自动发电控制、经济运行、安全分析等高层功能提供实时数据和各种实用性支持程序，如画面管理、人机交互管理、制表打印管理、数据库管理、计算机通信管理等程序。

在进行电力系统监视控制和统计记录软件设计时，必须分析其功能。电力系统监视控制内容归纳如下。



**数据采集** 调度中心控制系统（简称主站）通过远动通道定期对远方发电厂、变电所内的远动终端（RTU）进行数据的采集、检错和纠错处理，其采集和传输内容及周期见电力系统调度信息。

**信息传输** 主站和 RTU 之间按远动通信规约传输信息。传输方法有两种：以 RTU 为主动的循环传送方式和以主站为主动的问答方式。主站和大型厂站监控系统计算机之间以及各主站之间一般用数据通信方式传送信息（见远动传输规约和计算机通信规约）。

**数据检查** RTU 将信息用奇偶码、正反码、循环冗余码或 BCH 码等方法编码发送，主站收到后通过解码进行查错纠错处理，出错率过高或通道有故障时发出告警或切换至备用通道。

**下行命令** 下行命令有全系统对时、远动终端参数下装和远方诊断以及对电力设备远方调节和远方控制等。

**信息高峰压缩** 当出现大量突发信息时，为避免信息过载，自动修改模拟量传输阈值或延长模拟量采样周期以减少传输量，高峰过后自动恢复正常传输。

**数据预处理** 主站对远动终端所送数据进行的各种预处理。



**测量量处理** 处理种类主要有：①测量值的标度转换；②校验数值合理性；③校验数值变化率；④当前采样值和以往值加权平滑滤波。

**状态量处理** 状态量处理中最关键的是断路器状态信号处理，处理方法是：①用信息以 3 取 2 冗余传送的方法提高断路器状态信号可信度；②用断路器状态信号及其相关的遥测量如功率或电流的有无作一致性逻辑检查，进一步提高断路器动作信号可信度；③用 RTU 送来的事故总信号区别出断路器为事故跳闸或人工跳闸。

**数据计算** 用测量数据计算出要监视的其它数据，如功率因数、视在功率等。监控系统提供简单计算语句，让调度员在屏幕上构造计算数据的公式，由监控系统解释执行。对计算数据也可进行越限检查和报警处理。

**监视点状态标记** 对要监视控制的采样点和计算数据点用自动或人工方法标记其特征，如停止采样、停止报警、人工设置、越限或状态变化、测点有故障、设备停用、禁止操作、备用测点有效等。各种标记在显示时用颜色或旁注字符区分，由各有关程序判别和处理。

**安全监视和报警处理** 电力系统运行参数和设备状态的实时显示以及参数越限和状态变化的报警处理。这是监控系统识别电力系统运行状态的主要方法。

**信息展现** 调度员了解电力系统运行情况的主要途径。展现工具有屏幕显示器、调度模拟屏、计算机驱动的记录仪表和灯光等，但以屏幕显示器为主它所显示的有采样和计算统计信息、报警信息、故障过程记录信息、操作指导建议、历史资料、设备资料、监控系统运行状态等。这是人机联系软件设计（特别是屏幕画面设计）的核心内容。通常分监视和记录两类，前者实时性要求高，处理优先；后者处理优先的级别低。

**越限判断** 对大部分测量和计算数据都需判断是否越过允许限值，限值有上限和下限，一个参数可以有多个对上下限，如频率的限值可以分为异常和事故两档，而且只有超过异常或事故限值一定时间后才开始报警和统计，因此某些数值限值还附有时间限值。

**报警处理** 当出现电力系统参数越限、断路器事故跳闸、监控系统或通信通道故障等异常事件时，首先按事件类型和严重程度分类分级，然后用不同频率音响和各种画面显示方法向调度员报警，并进行统计和打印。当突发报警信息过多时，可用专家系统软件压缩报警信息，滤掉派生的或不重要的报警信息。还可用专家系统对众多的单个报警信息进行分析并生成全局性报警信息，如母线停电、网络解列、局部区域停电等。

**失电元件处理** 断路器动作后，按照网络拓扑变化情况和电源分布情况搜索出所有停电元件，然后用

改变显示颜色的方法直观地表示于所有有关接线图画面。

**故障判断和定位** 电力系统出现多种故障或伴有断路器、保护和安全自动装置误动、拒动等复杂情况时，由人工智能软件依据收集到的信息，判断故障性质和位置。

**气象信息的接入和处理** 雨、雪、风、雷电、温度、湿度、阴暗等气象变化对电力系统的负荷变化有重要影响，并可能构成电力系统安全运行的潜在威胁。不少电力系统调度室内装有气象和雷电显示的独立装置，不久将来监控系统和能量管理系统将可接入卫星和雷达气象信息，经处理后将它们显示在电力系统地理接线图上，使调度员监视更为方便。在能量管理系统中这些信息还可用于水库水情预报、电力系统负荷预报、恶劣气象地区安全分析等。

**制表打印** 制表打印的种类主要有统计报表、报警信息、故障过程记录、调度操作记录等。统计报表按时或按日统计，定时输出。其它几类可随机或定时打印输出。打印除自动起动外还可用人机交互手段起动。制表打印程序提供工具让用户自行定义报表格式和数据源。

**人工远方操作** 调度员可用屏幕显示器和键盘、鼠标等工具对发电厂、变电所大型设备进行远方操作，如断合隔离开关或断路器，投切负荷或补偿元件，开停发电机组等。

**单个开关操作** 一般分为选择对象，检查对象是否允许操作（包括互锁条件检查），经返送校核正确后再执行，以及结果反馈等几个步骤。有些系统在操作执行前增加一个仿真步骤，即用潮流或短路计算程序对操作进行仿真计算，观察是否有不安全后果。

**预定义控制序列操作** 倒母线、投/切变压器等操作是许多单个断路器、隔离开关操作的组合，为了避免操作失误，用软件工具预先定义综合命令的断路器、隔离开关控制序列，需操作时起动控制序列，自动或指导人工操作，其中还可加上某些条件性检查。有些倒闸操作票自动生成程序还包括继电保护的投/切操作。

**操作决策指导** 电力系统发生事故时，人工智能软件根据事故情况自动提出事故处理和恢复运行的操作指导建议，供调度员参考执行。

**故障过程信息记录** 电力系统事故发生和发展过程中各种设备的动作和运行参数变化的记录。记录可显示打印，供分析事故用。

**事件顺序记录** 简称 SOE（见事件顺序记录），主站对各 RTU 送来的 SOE 按事件动作时间先后统一排队打印全系统的 SOE，为此需要全系统高精度统一时钟，并尽量减少各环节传递时钟的误差。



**事故追忆记录** 主站对电力系统事故前后实时参数变化的记录。所记内容可以是全部参数或部分事先选定的参数,事故前后各记录若干次。

**故障波形记录** 电力系统事故时部分元件电流、电压等波形变化的记录。记录设备装在厂站端,信息送至主站进行多站记录综合分析和显示,也可绘图输出。

**统计计算** 电力系统运行参数和事件的统计计算。统计分为:①单项数据统计,如最大值、最小值、平均值、积分值、合格率等;②多项数据统计,如全网总功率、水火电发电量、地区用电量等;③事件统计,包括电力系统的正常操作、异常事故、参数越限、监控系统异常等事件的统计。

**计算机网络数据交换** 各级调度中心 EMS 系统之间及调度中心 EMS 系统和大型厂站监控计算机之间通过计算机网络进行与调度业务有关的数据交换。如实时数据、统计报表、操作命令、资料文件、数字化图象和语音信息等。

**人机联系** 人和计算机之间的联系,也叫人机接口。它包括软件和硬件。(见调度自动化人机联系设备)

**数据管理** 对数据进行读写、修改、显示和增删的管理。所有数据都由数据库管理系统统一管理,它配有数据库定义、生成、修改和维护的专门性语言、命令和人机交互手段等一整套支持性软件。用这套工具可建立各种数据库。数据库有三类结构:层次型、网络型和关系型。电力系统结构有层次型特点,故采用层次型和关系型相结合的数据库较为合适。在监视控制系统中实时数据和历史数据是分别建库的。

**实时数据库** 其中存放的是监视和控制用的实时数据,因此数据存取速度应比较快。提高速度的方法是数据库常驻内存,优化存取路径,将数据库映射到应用软件数据区,使应用软件能像使用一般变量那样使用其中数据。实时数据库一般分为监控用数据库和电力系统应用软件用数据库。前者存放的是画面和打印表单说明数据,采样和计算统计数据,计算用的参数系数、报警限值,事故过程记录,事件记录等;后者存放的是电力系统应用软件用的计算数据和结果。

**历史和资料数据库** 对这类数据库没有严格的存取时间要求,所以可采用人机交互更为方便的通用型数据库管理系统。历史和资料数据库中存放的是画面、打印表单和数据库的初始定义数据,统计留存的历史数据,计划和预报的未来数据,电力系统元件模型数据,各种设备的资料数据,以及其他非常用数据等。

数据库技术的发展随着多媒体工作站、人工智能、办公室自动化、计算机辅助设计和制造等技术的发展,目前的关系数据库管理系统难以满足它们对知识、正

文、图像、图形、语音信息等各种复杂结构数据的存贮和操作的要求,面向对象的数据库能提供这些功能。面向对象数据库的方法是 20 世纪 80 年代初发展起来的数据库技术,它所存贮和操作的目标是对象,在面向对象的系统中,将现实世界所有概念实体模型化为对象,对象由实体所包含的数据和定义在这些数据上的操作组成。面向对象数据库在支持群体功能、复杂数据结构、长事务处理、数据类型和操作的扩充、版本控制等方面比较强,但尚处在发育阶段,成熟商品不多。关系数据库技术成熟、简单、可靠性高,处理简单事务效率高。两种数据库技术都在继续向前发展。现在发展比较快的另一种数据库技术是分布式数据库。它是一组驻留在用网络相连的不同计算机上的数据库,用户可存取本机或其他机上数据库中的数据,而且不必知道它的数据存放在哪台计算机上,每台机上的数据库管理系统会自动寻找。分布式数据库的优点是用户使用方便,数据在计算机之间的流动少,并且有利于各计算机任务在必要时的重新分配和调整。随着电力系统调度自动化高层功能要求和新型开放式结构的 EMS 系统迅速发展,新的数据库技术必将逐步被采用。

(王元林)

dianli xitong jianxiu yunxing fangshi

**电力系统检修运行方式** (operation planning of electric power system during equipment maintenance)

电力系统中主要设备检修时的运行方式。编制电力系统检修运行方式的目的在于当设备检修时系统仍能正常运行。电力系统的主要设备可分为两大类:①一次设备,包括发电设备(发电机、锅炉、汽轮机、水轮机、燃汽轮机、核反应堆等)和输变电设备(输电线路、变压器、母线、断路器等);②二次设备,包括仪表、控制、继电保护和安全自动装置等。当主要设备检修时,会引起电力系统运行情况的较大变化,如输电线潮流的改变,系统稳定性降低,局部电压质量下降,局部系统解列单独运行。当主要设备检修和某些继电保护装置校验时,必须事先编制好相应的运行方式,制定提高系统安全稳定的措施。

编制检修运行方式应考虑的主要内容如下。

(1) 潮流分布计算。大容量机组检修,主干线路检修,使得环路打开,会引起潮流有较大变化。主要检验设备过负荷,局部地区电压偏高或偏低,发电厂限制出力等问题。为减轻设备检修对系统运行的影响,最好将机组检修与输变电设备检修安排在同一时期内,或与大容量用户设备的检修相配合。

(2) 稳定极限校验。进行必要的稳定计算,确定检修期间的送电极限或临时采取提高稳定的措施。



(3) 电力平衡。当局部系统因输电线路检修而独立运行时,要考虑独立系统的有功与无功功率平衡与电能质量问题。还要检验独立系统按频率降低自动减负荷装置等所切负荷容量是否满足要求,必要时须事先限制用电负荷并制定事故拉闸序位表,以防止发生频率崩溃或电压崩溃。

(4) 水库放水计划。以防洪和保持下游工农业用水为主的水库,不得因水轮发电机组检修影响下游用水。水轮发电机组检修一般安排在非汛期和下游用水较少的季节,以减少弃水损失。

(5) 保障供电可靠性。主要设备检修时,往往降低了对用户供电的可靠性。为此除尽量投入备用设备外,还可以适当调配变电所的负荷,改变系统运行接线方式,投入备用电源自动投入装置等。

(6) 短路容量检验。检验是否满足直流输电线路或变频设备对短路容量的最低要求。否则需要采取改变系统运行接线方式等措施。

(7) 校验继电保护的整定值。对于不常见的特殊检修方式(如多个设备重叠检修等),继电保护可能由于灵敏度不够或无选择性而不能保证正确动作。必要时临时改动继电保护的定值。

(8) 通信方式的安排。当输电线路检修时,相应的载波通道也全部中断,此时需倒用其他通道。

(王满义)

dianli xitong jinji zhuangtai

**电力系统紧急状态** (emergency state of electric power system)

电力系统在遭受大的干扰(或事故)或出现异常现象后的运行状态。这时,电力系统偏离正常运行方式,电力供需失去平衡,某些保证系统安全性的约束条件受到破坏(如线路潮流或系统其他元件的负荷超过极限值),并且由于系统的电压和频率超过或低于允许值,直接影响对负荷的正常供电。这时,如果能及时而正确地采取一系列紧急控制措施,就有可能使系统恢复到警戒状态,以至正常状态。如果不及时采取措施,或者措施不够有效,就会使系统的运行条件进一步恶化,或者使故障扩大和发展,从而有可能使系统失去稳定而解列成几个子系统,并大量切除负荷及发电机组,从而导致大面积的停电和全系统的崩溃。

电力系统紧急状态时的控制目的 迅速抑制事故及异常现象的发展和扩大;尽量缩小故障延续时间及其对电力系统其他非故障部分的影响;使电力系统能维持和恢复到一个合理的运行水平。这种紧急状态的控制一般分为选择性切除故障阶段和防止事故扩大阶段。在第一阶段,借助各种继电保护和自动装置,有选

择性地快速切除部分发生故障的电力系统元件(如发电机、线路、负荷等),以避免对电力系统正常工作部分的影响和个别发电机的失步。在第二阶段,即故障切除后,如继续出现紧急状态,不能立即恢复到警戒(或正常)状态,除了需要采取各种安全控制措施外,允许对部分用户停止供电,以免发生连锁性的故障或电力系统的瓦解。同时,应尽可能缩小停电范围,使对用户造成的影响为最小。

紧急状态中主要的危急现象及其相应的安全控制措施 包括如下5点。

(1) 频率下降。在电源开断或负荷突然增大时,由于电源和负荷间有功功率的严重不平衡,会引起电力系统频率突然大幅度下降,威胁电力系统的正常运行,例如汽轮机叶片的强烈振动,发电厂辅助机械的不正常工作等。如果不立即采取使频率迅速恢复的措施,将会使整个发电厂解列,产生频率崩溃,导致全系统的瓦解。

控制频率下降的措施有:①立即增加有旋转备用的机组出力;迅速起动备用机组,如将作调相或停用的水轮发电机进入发电状态;起动燃气轮机组;在有抽水蓄能发电厂的电力系统中,可迅速改变这些发电厂的工作方式,使由抽水运行方式改为发电运行方式。②装设按频率降低自动减负荷装置,根据频率降低的程度,分若干频率级顺序切除负荷。③为保证发电机辅助机械的正常工作,可使一台(或几台)发电机与系统解列,用来保证全发电厂辅助机械及部分地区负荷的供电。

(2) 电压下降。由于无功电源(发电机、调相机、静电电容器或静止无功补偿器等)的突然切除,或者在无功电源不足的电力系统中无功负荷慢慢增加时,有可能使电压大幅度下降到极限电压以下,导致发生所谓电压崩溃现象。这时,系统中大量电动机停止转动,发电机大量甩掉负荷,其结果往往使部分输电线路、变压器或发电机因严重过负荷而断开,最后导致电力系统瓦解。

从电压下降开始到发生电压崩溃,要经历一定的时间,所以一般来得及采取有效的提高电压措施。可以调节发电机和调相机的励磁系统,在不使机组过载的条件下,增加无功出力,维持电力系统的电压。在紧急时,允许发电机的定子和转子短时间过载。如果有备用机组,也要投入。在具有有载调压变压器时,应迅速调节相应的分接头。也可投切接在超高压线路上的并联电抗器或各级电压母线上的并联电容器,来调节电力系统的无功出力,改善系统电压。在采用上述办法后,仍不能使电压恢复时,可根据设定的电压值及相应的时限切除电压最低点的部分或全部负荷。

(3) 线路或变压器断开和过负荷。在电力系统发



生故障后，一般由继电保护或自动装置动作(必要时也可人工干预)，将发生故障的元件断开。但是，断开故障元件往往会引起一系列影响系统安全性的后果。例如，在单端供电情况下，将使用户停电；在有平行回路或环网情况下，将使其他元件过载或进一步威胁系统的安全；当故障线路为电力系统两部分的联络线时，将使电力系统解列。所以，当出现上述情况时，一方面要尽快恢复故障后被切除的线路，如切除的是架空线路则可应用单相或三相自动重合闸装置，将架空线路自动重新合上，恢复运行；另一方面，当确认故障不能马上消除时，要采取相应的措施，如局部改变发电机组间的出力分配，控制潮流或限制局部负荷等，避免电力系统运行情况的进一步恶化，并避免连锁出现新的故障。

(4) 稳定破坏。电力系统稳定的破坏是事故后影响系统安全运行的最严重后果。由于短路故障或输电线路断开而使送端发电机的电磁功率减少时，为了不使发电机加速而失去稳定，可迅速切除部分送端的发

电机组，使剩余机组的原动机输入功率和输出的电磁功率尽可能趋于平衡，以抑制发电机转子的加速。采用这一简便措施时还应考虑全系统的功率供需平衡，必要时应同时考虑切除部分负荷的措施。根据不同的系统结构和运行要求，目前国内外还采用很多故障后提高稳定的措施，例如，电气制动，快关汽门，汽轮机的旁路阀门控制，快速励磁系统，串联电容器的切换，调节直流输电功率等。

(5) 系统振荡。电力系统稳定破坏或其他一些原因(如发电机失磁或电源的非同步合闸等)均可能引起电力系统的振荡，这时各发电机和电源联络线上的功率、电流以及母线电压均有不同程度的周期性波动。电力系统中不允许振荡长期存在，因为大幅度的电压和功率潮流波动将严重影响用户的正常工作，使设备受到损坏，甚至使事故进一步扩大。目前广泛采用的平息振荡措施有：①恢复同步，通过调节发电机的出力(包括切机)和负荷的切换，使电力系统各发电机间的

电力系统紧急状态控制措施及效果

措施	效果							
	有功功率	无功功率	电压	频率	潮流	稳定	振荡	解列
减少负荷								
1. 降低电压	▽	△						
2. 切负荷	▽	△	△		△			
发电机组								
1. 减出力	△	▽	△		▽	▽		
2. 切机	△	▽			△	▽		
3. 使辅机隔离							△	▽
4. 调节励磁和调速					▽	▽		
5. 电气制动					▽			
6. 快关汽门					▽			
7. 快速励磁					▽	△	△	
8. 旁路阀门								△
9. 改变抽水蓄能发电方式	▽	△	△		△	△		
10. 启动水轮机和燃气轮机	▽							▽
电力网								
1. 重合闸(快速)		△			▽			▽
2. 重合闸(慢速)		▽						▽
3. 插入串联电容					▽			
4. 解列							▽	△

注：1. ▽表示这种措施的主要作用。  
2. △表示这种措施的次要作用。

频率差缩小，以至相等而进入同步；②系统解列，就是在电力系统中的适当地点将系统分解成两个或几个部分系统，使由于频率不等而发生振荡的两部分系统断开，从而消除振荡。

表中列出各种紧急状态的控制措施及其相应的控制效果。

参考书目

韩祯祥，现代电力系统安全监视和控制，北京：水





利电力出版社, 1985

(韩颖祥)

dianli xitong jingji diaodu

**电力系统经济调度** (economic dispatching of electric power system) 在满足安全和电能质量的前提下,合理利用能源和设备,以最低的发电成本或燃料费用保证对用户可靠地供电的一种调度方法。

电力系统经济调度的发展可划分为两个阶段,20世纪60年代以前为经典经济调度,60年代以后为现代经济调度。

**经典经济调度** 20世纪初提出了并列运行机组间负荷分配问题,早期所提是按机组效率和经济负荷点的原则,实际并未达到最优。30年代初期提出按等微增率分配负荷,至1934年从理论上证明了它是最优准则。

输电损失对经济负荷分配有一定的影响,但在没有计算机的年代涉及到网络计算是一个困难问题。40年代初提出了用各发电厂出力表示的网损公式(即 $B$ 系数)极大地减少了网损及其微增率的计算量。50年代初提出了发电与输电的协调方程式。

水火电联合调度也是最早提出的经济调度问题之一,直到50年代初才提出定水头水电站的水火电协调方程式,50年代末期进一步提出了变水头水电站的水火电协调方程式。

等微增率、发电输电协调(网损修正)和水火电协调奠定了经济调度的理论与实践的基础,但由于当时受到计算工具的限制(曾使用过负荷经济分配计算尺和模拟计算机)难以考虑网络上的安全限制,这一时期称为经典经济调度阶段。60年代以后,数字计算机和最优化技术引入电力系统,经济调度随之发展到一个新阶段。

**现代经济调度** 最有代表性的是20世纪60年代初期提出的最优潮流,它有两个概念性发展,即统一考虑经济性与安全性和统一考虑有功功率与无功功率的调度。这是一个典型的非线性规划问题,计算上的困难妨碍了实用化进程,80年代中期最优潮流计算技术已趋成熟,实用进程仍然缓慢。这一时期主要实用的是基于简化模型和线性规划技术的有功安全约束调度。

动态规划在60年代初期推动了水火电经济调度的进展,在60年代中期较好地解决了机组经济组合的理论与实用问题。70年代大系统分解协调理论进一步完善了水火电调度理论。80年代初期采用网络流规划在解决变水头、梯级和抽水蓄能电站的优化调度问题

中,显示出很大的优越性。

80年代末电力系统经济调度,可归纳为经济调度模型、短期调度计划、长期运行计划和实时发电控制等四个方面。

**经济调度模型** 将电力系统经济特性和安全特性转化为数学表达式。

(1) 火电机组模型。锅炉、汽轮机和发电机合称为机组,其经济特性主要是耗热量-出力曲线、耗热微增率-出力曲线和起动耗热量-停机时间曲线。有时将耗热量转换为燃料量或费用。

(2) 网络模型。经典经济调度按简化网络模型( $B$ 系数)用各电厂出力计算网损及其微增率,而现代电力系统经济调度应用完整的网络模型直接计算各支路潮流和网损。

(3) 水电机组模型。水轮机(有时包括引水管路)和发电机合称为机组,其经济特性是各工作水头下的耗水量-出力曲线和耗水微增率-出力曲线,在变水头水电站调度中往往将出力化为耗水量和水头(或存水量)的函数。

(4) 水电站水库模型。主要是上游水库的水位-库容曲线,抽水蓄能电站还要表达下游水库的水位-库容曲线,梯级调度进一步要表达各级水库之间的联系。

(5) 负荷模型。经典经济调度应用系统总负荷,现代经济调度应用各母线负荷。当电能不足的情况下需将各负荷分为可中断、可控制和不可中断、不可控制等几类。

(6) 燃料供应模型。表示燃料产地、运输、贮存、混合及发电各环节中的费用和限制。

**短期调度计划** 未来数小时、一日、一周或数周的发电计划。

(1) 火电调度计划。火电部分逐时段的经济调度计划,在满足系统负荷和安全约束条件下使发电费用降至最低。为了核电厂运行的安全与经济,多使其带基本负荷并尽量减少其出力波动。

(2) 机组经济组合。确定某一周期(日或周)内各时段机组起停计划,在满足负荷、备用、机组、系统和环境等约束条件下,使整个周期发电和起动费用(或成本)降至最低。

(3) 水火电调度计划。在水火电联合系统中,对某周期中各时段进行负荷经济分配,除满足负荷及其他限制条件外,还要满足各水电站发电用水条件,使整个周期内系统总发电费用(或成本)降至最低。根据系统情况可分为定水头、变水头、梯级和抽水蓄能等类型的水电站的调度。纯水电系统的经济调度目标为:发电用水量最少、弃水量最少、售电价值最高或购电费用最少等。

(4) 燃料约束调度。在发电调度计划中考虑某些发电厂在调度周期内(日或周)消耗规定的燃料量或发出规定的电量。

(5) 交换功率计划。确定某一周期内各时段与其他系统(或公司)交换电能计划,满足某些约束(如功率或电量限制)条件下获得最大经济效益。

长期运行计划 周期为数周、数月或数年,时段为数日、周或月的运行计划。根据系统发电与输电设备、负荷、来水和燃料情况预测,编制设备检修和资源利用计划,使计划周期内总发电成本降至最低。

(1) 检修计划。编制一年或数年发电设备检修计划应考虑设备状态和检修周期,备件、维修、人力和机修场地的可能性及时间上的配合(如枯水期检修水电机组,丰水期检修火电机组,补充核燃料时检修核电机组)。

(2) 长期水火电计划。也称水库调度计划,即提出一年或数年内逐周逐月的发电用水策略,考虑负荷、来水和燃料供应情况的不确定性,维持电力系统运行成本的期望值最低。对纯水电系统目标函数为:保证电能供应,销售过剩电能获利最大,不足电能外购费用最少或限制负荷损失最小等。

(3) 长期交换计划。确定与其他系统(或公司)长期最优交换电能策略(或合同),通常按季度确定购销电量。

(4) 长期燃料计划。确定一年或数年内逐周或逐月的燃料购买、运输、存贮和消费计划(或合同),使计划周期内发电燃料费用最少。

实时发电控制 按秒或分控制各机组出力和联络线功率,考虑系统运行的安全、质量和经济性(包括机组升降出力速度限制)。

(1) 实时经济调度。某时刻分配已运行机组的出力,在满足系统负荷的条件下使发电费用最少。主要考虑机组经济特性、厂用电、燃料费用和网损等因素,有时考虑维护费、可中断负荷和可控负荷。

(2) 运行备用调度。确定运行机组起停及出力分配不仅要满足系统预计负荷,还要满足负荷随机变化、负荷预报误差和发电设备的非计划停运。备用分为旋转备用和冷备用两类。

(3) 安全约束调度。调整各机组出力(或起停),解除支路潮流过负荷。

(4) 环境调度。也称防污染调度,即在经济调度中考虑将各发电厂对环境污染(二氧化硫等)保持在允许程度内。

电力系统经济调度内容已归入到能量管理系统之中,其应用过程是先建立数据库,再由长期至短期实施计划、调度和控制。经济调度数据库包括火电机组、电

力网、水电机组、水库和燃料等方面的经济与安全模型与参数;每年(或季)根据负荷、来水、燃料和设备情况的预测,编制下一年度(或季)的检修、水库、交换电量和燃料计划;每日根据负荷、发电用水、燃料、交换电量和机组情况的预测(或计划),编制次日调度计划,包括机组组合和火电调度计划,必要时还要进行水火电协调、燃料约束、交换功率和安全约束调度;实时发电控制力图实现日调度计划规定的机组出力和联络线功率,对非预想的变化计算新的调度计划,并根据具体情况进行备用、安全约束和环境污染方面的修正。

在20世纪50~60年代中国几个容量较大的电力系统就开展了经济调度工作,曾进行过机组微增曲线编制、网损修正 $B$ 系数计算、火电调度计划和水火电协调计划等工作,并研制过经济负荷分配计算尺和模拟机。由于受计算工具的限制和缺电形势的影响,70年代经济调度工作停滞了一段时间。80年代初引入计算机后,许多电力系统开始用计算机不同程度开展经济调度工作,例如编制日计划,其内容包括负荷预测、火电经济调度计划、机组经济组合、网损修正、水火电协调、梯级调度、安全约束调度和燃料约束调度等。进一步的工作是开发完整的能量管理系统和实现发电控制,并加强基础资料工作。

#### 参考书目

Kirchmayer L. K. Economic Control of Interconnected Systems. John Wiley & Sons, 1959

于尔铿,现代电力系统经济调度,北京:水利电力出版社,1986

(于尔铿)

dianli xitong jingji diaodu kongzhi

### 电力系统经济调度控制 (economic dispatching control of electric power system)

在给定的电力系统运行方式中,在保证频率质量的条件下,以全系统的运行成本最低方式,将有功负荷需求分配于各可控的发电机组,并在调度过程中考虑电力系统安全可靠运行的约束条件。

电力系统经济调度控制及有功功率与频率自动控制(load and frequency control, LFC)相接合,构成了能量管理系统(EMS)和数据采集与监控(SCADA)系统必备的基本功能之一。

经济调度控制的功能和应用 电力系统中的负荷,无论是计划分量还是随机分量,都随着时间不断的变化,而且这种变化又将影响输电网中的负荷分布及传输损耗(简称网损)。为了跟踪系统负荷及网损的变化,系统的总发电出力也必须作相应的调整。但如何将当前所需的总发电出力分配于数以百计的各类发电机

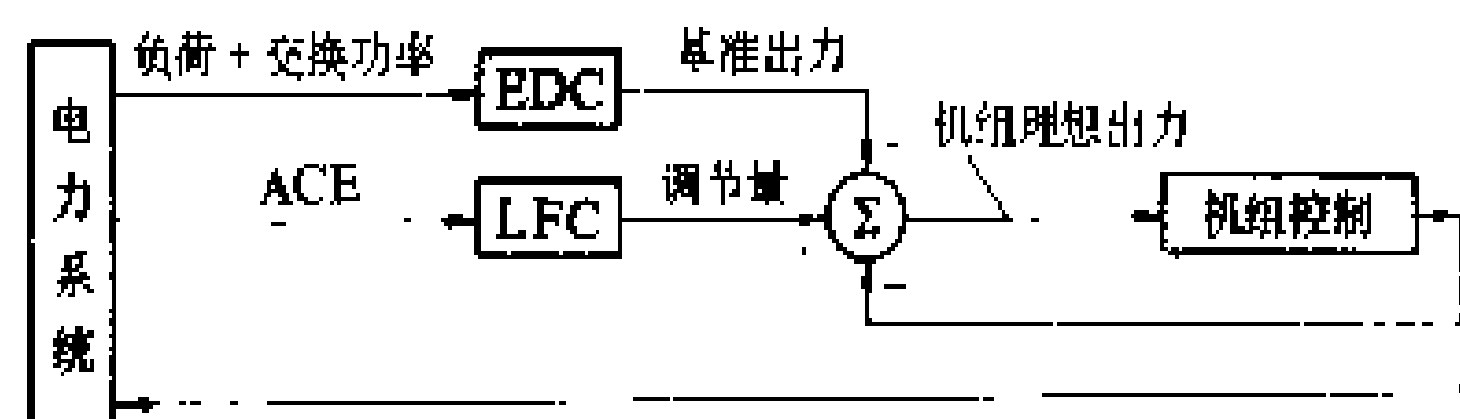
组,则可能有无数种方案,这主要取决于发电分配功能所采用的目标函数。经济调度控制的主要目标函数是在使系统的总发电出力与负荷及网损相平衡的约束条件下,令所有机组的发电成本最低。其数学表达式为

$$\text{目标函数: } \min F = \sum_{i=1}^N f_i(P_{gi}) \quad (1)$$

$$\text{约束条件: } \Phi = P_{\text{load}} + P_{\text{loss}} - \sum_{i=1}^N P_{gi} = 0 \quad (2)$$

式中  $P_{gi}$  为第  $i$  台机组的有功出力,  $i=1, 2, \dots, N$ ;  $P_{\text{load}}$  为系统总负荷;  $P_{\text{loss}}$  为系统总网损;  $f_i(P_{gi})$  为第  $i$  台机组的发电成本函数;  $N$  为系统中发电机组数。

在 EMS 中经济调度控制 (EDC) 一般每 5 分钟 (或当调度员改变机组控制方式或经济调度限值时) 计算一次, 求得各机组的基准出力; LFC 则每 2~8 秒计算一次, 求得各机组当前的调节量。两个输出 (基准出力和调节量) 合成为送往机组的控制命令, 机组当前的理想出力水平, 如图所示。



EDC+LFC 功能简图

ACE 为区域控制误差 (area control error)

为了平滑两次 EDC 所求得的基准出力的跳跃, 每次 LFC 计算时用插值法近似修正上次 EDC 所求得的基准出力。另外, 不少 EMS 还提供一种开环的研究性经济调度, 将所有手动控制的机组也包括于经济调度计算中, 其结果并不作为控制信号, 而只是显示于调度员的监控屏幕上, 作为决定是否切换手动机组或受控机组的控制方式时的参考或依据, 因此这一功能又称为建议型经济调度。

**经济调度控制的主要算法** 有等微增率 (迭代解) 法、梯度法、线性规划法和动态规划法。

**等微增率 (迭代解) 法** 利用拉格朗日 (Lagrange) 极值理论求解式 (1) 和式 (2)。首先将目标函数——拉格朗日函数式 (1) 与约束条件式 (2) 组合为  $\mathcal{L} = F + \lambda \Phi$  由极值条件  $\left\{ \text{各项偏导 } \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{gi}} = 0, \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 0 \right\}$  得

$$\lambda = \frac{df_i}{dP_{gi}} \times PF_i, \quad i=1, 2, \dots, N$$

式中  $\lambda$  为拉格朗日系数, 称为费用微增率;  $PF_i$  为对应于机组的线损惩罚因子, 定义为  $\left(1 - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_{gi}}\right)^{-1}$ , 各机组的最经济基准出力  $P_{gi}$  可由  $\lambda$ ——迭代法解得。由于最优解出现于各机组微增率相等处 (除  $P_{gi}$  在迭代过程中

已达机组最大/最小出力限值者外), 所以称为等微增率 (或等  $\lambda$ ) 法。这是 EDC 计算中最经典, 最简单也曾为最广泛应用的算法。

**梯度法** 将目标函数式 (1) 在当前运行点  $t$  附近用泰勒级数 (Taylor-series) 展开

$$\begin{aligned} F_t + \Delta F_t = & f_1(p_{g1}) + f_2(p_{g2}) + \dots + f_n(p_{gN}) \\ & + \frac{df_1}{dP_{g1}} \Delta P_{g1} + \frac{df_2}{dP_{g2}} \Delta P_{g2} + \dots \\ & + \frac{df_N}{dP_{gN}} \Delta P_{gN} + \frac{1}{2} \left[ \frac{d^2 f_1}{dP_{g1}^2} (\Delta P_{g1})^2 \right. \\ & + \frac{d^2 f_2}{dP_{g2}^2} (\Delta P_{g2})^2 + \dots \\ & \left. + \frac{d^2 f_N}{dP_{gN}^2} (\Delta P_{gN})^2 \right] \end{aligned} \quad (3)$$

一阶梯度法中,  $\Delta F_t$  只取式 (3) 中的一阶导数项; 二阶梯度法中,  $\Delta F_t$  包括式 (3) 中一阶及二阶导数项。梯度法属于搜索寻优法, 即起始于任一可行解, 沿可行解轨迹的最快速度方向求得下一个可行解, 如此反复, 直至找到最优解为止。决定终止搜索的准则有多种, 其中常用的是: 目标函数不再有明显的改进, 或迭代次数超过一定限值。其它用于经济调度控制的梯度法还有考虑线性约束的降梯度法 (reduced gradient with linear constraints), 最陡降梯度法 (steepest descent gradient) 等, 都力图以各种不同方式来加速考虑线性约束的优化问题的求解。

**线性规划法** 有三种常用算法。

(1) 阶段 1/阶段 2 (phase I /phase II) 法。先求得可行解 (phase I), 然后逐步优化 (phase II)。

(2) 大 M (big M) 法。用一大数 M 乘以人工变量 (相当于提高费用), 以此来迫使其在优化过程中趋于零。

(3) 单纯形 (simplex) 法。从一个基本可行解开始, 根据对减少总费用影响最大的原则, 逐步切换基变量与非基变量, 直至求得最优解。

**动态规划法** R. E. 贝尔曼 (R. E. Bellman) 于 20 世纪 50 年代末提出, 主要用于解决各种不同的控制与优化问题。火电机组或水电机组的联合经济调度即是应用之一。

由于计算机速度与容量总是有限的, 动态规划法所定义的状态与阶段数也只能是有限的, 因此在解经济调度问题时, 机组的出力水平只能是离散的 (即在机组最大、最小出力范围内分为有限个不同的出力水平, 如 100 MW, 200 MW, ..., 800 MW), 而不是连续解。

**经济调度的主要约束** 以上课题所有公式只考虑了系统供求平衡的约束 [式 (2)], 但在实际应用中所涉



及到的约束则是多方面的,如在机组级就得考虑机组的最大与最小出力限制、调节速率限制、禁止运行区限制等,在系统级,得考虑备用约束、燃料约束、废气排放约束、输电能力约束等。

原则上,所介绍的算法仍可行,只需结合不同的约束要求加以相应改进。如考虑备用约束时,一种方法是将约束包括于拉格朗日函数中,即增加一求解变量(对应于备用约束项的拉格朗日乘子);另一方法称为双通道(double-pass)或倒置(upside-down) $\lambda$ ,即当经济调度解不满足备用要求时,相应减小机组的出力约束上限值,然后采用该修正过的约束再解一次经济调度。此外,还可将备用约束包括于线性规划算法中求解。再如考虑废气排放约束时,可先建立一个类似于成本函数的废气排放函数,然后选用所介绍的搜索寻优法来求解,或采用与处理线损类似的方法,在经济调度求解公式中增加一废气排放惩罚因子。

**经济调度控制的最新研究课题** 包括有约束的经济调度和环境保护约束。

**有约束的经济调度** 由于调度员当前所面临的运行约束多于现有经济调度功能所包括的,所以必须改进现有的经济调度功能及其算法,下列 10 种约束条件应加以考虑。

- (1)预测的系统状态条件。
- (2)传输极限。
- (3)区域发电限制。
- (4)燃料限制。
- (5)环保约束。
- (6)运行备用。
- (7)动态安全水平。
- (8)机组调节速率。
- (9)实际的及动态的机组成本曲线。
- (10)非电力公司所属发电量的特性。

在上述约束中,(1)涉及到动态经济调度,这相当于将动态经济调度作为一个动态最优跟踪问题,利用一个滑动窗口(moving window)来预见调度目标,其性能在很大程度上受短期负荷预报的可靠性与精度的影响。用于动态经济调度的算法有庞特里亚金最大值原理、多通道动态规划、二次规划、采用连续逼近的动态规划及改进的双通道法等。

**环境保护约束** 考虑到环境污染对生态平衡的影响(如酸雨及臭氧层的破坏),一些法律规定各电厂控制  $\text{SO}_2$  的输出量,以减小空气污染。这一约束直接影响到经济调度控制的目标函数及调度方式。另外,水源管理及燃料控制等也都有直接的影响,因此需要开发新的经济调度及规划软件与算法,通过建立合适的模型来满足长、短期调节所需考虑的环境保护约束,同时

维持系统及联网的可靠性及经济运行。

#### 参考书目

Wood A J, Wollenberg B F. Power Generation Operation and Control. John Wiley & Sons, 1984

Gent M R, Lamot J W. Minimum-emission Dispatch. IEEE Trans. PAS - 90, No. 6, 1971. 2650 ~ 2660

Athay T M. Generation scheduling and Control. IEEE Vol. 75, No. 12, 1987. 1592 ~ 1606

(朱 宁 陈信昌)

dianli xitong jingjie zhuangtai

**电力系统警戒状态** (alert state of electric power system)

由于电力系统内部运行条件的变化和外部负荷或干扰的增大而使系统安全储备减小时的状态。这时,电力系统所有安全约束条件(见电力系统运行状态)还是满足的,系统也能供应质量合格的电能,但是系统承受干扰的能力已大大减小,在不大的干扰下或负荷逐渐增大时有可能使系统进入紧急状态(见电力系统紧急状态)。导致电力系统由正常状态向警戒状态转移的因素很多,主要有如下三点。

(1)系统中可用出力的减小。如计划外负荷的逐步增长,燃料供应不足,发电机计划外停役以及某些外界条件(如循环水温升高)等都会使发电机出力降低,而辅机故障同样会使发电机出力备用减少。

(2)输电能力减少。计划外输电线或变压器断开,负荷的不正常分配以及高温等自然现象都会使输电能力减少。

(3)干扰概率增大。风暴、水灾、地震等自然灾害,以及社会治安等因素。

因此,在警戒状态时,应及时采取预防性控制措施(例如增加和调整发电机出力,调整负荷的配置,切换线路等),使系统尽快恢复到正常状态。

(马大强)

dianli xitong jingtai wending

**电力系统静态稳定** (steady-state stability of electric power system)

见电力系统稳定。

dianli xitong kekaoxing

**电力系统可靠性** (power system reliability)

评估电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户供电的能力的度量。电力系统可靠性包括充裕度和安全性两个方面。

充裕度(adequacy)是指电力系统根据用户需要,以元件额定容量和允许的电压变动范围为制约条件,

同时考虑到在计划的和非计划的系统元件停运及运行操作的制约条件下,为用户不间断地提供电力和电量的能力。充裕度也常指静态可靠性,也就是在静态条件下电力系统满足用户电力和电量的能力。

安全性(security)是指电力系统承受突然发生的扰动(例如突然短路或非计划地失去系统元件)的能力。安全性有时也称动态可靠性,也就是在动态条件下电力系统经受住突然扰动并不间断地向用户提供电力和电量的能力。安全性的另一个方面指系统的整体性,即电力系统维持联合运行的能力。电力系统的整体性往往与维持系统连续运行的能力有关,在遭受突然扰动时,一旦整体性遭破坏,往往可能导致稳定性破坏,不可控的系统解列,最后造成系统大面积停电。

### 发展过程

可靠性概念用之于工业,首先在军用电子设备中出现,20世纪60年代初,美国、西欧、日本、苏联等国家的电力工业也开始研究。1965年前后,一些国家的大电力系统陆续出现稳定破坏事故,形成大面积停电,特别是1965年美国东北部系统发生大停电,引起很大震动。1968年在美国政府推动下,成立了美国电力可靠性协会(National Electric Reliability Council, NERC),将全美分成12个安全协作区,以后改为9个,各自制定了可靠性准则,力求保证电力系统能够经受较大事故,而不致引起连锁反应形成大面积停电。1981年由于加拿大和墨西哥的一些电力系统参加,改称为北美电力可靠性协会(North American Electric Reliability Council),英文简写仍为NERC。与此同时,西欧、日本各国也纷纷在电力部门建立了电力可靠性管理工作。在推动电力可靠性的理论和种种具体技术问题的研究方面,电气与电子工程师学会(Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE)、爱迪生电气学会(Edison Electric Institute, EEI)、美国电力研究协会(Electric Power Research Institute, EPRI)也做了大量的工作,加拿大的R. 比林顿(R. Billinton)教授和英国的R. N. 阿伦(R. N. Allan)教授也在长期研究的基础上,陆续编写了多本关于电力可靠性理论书籍。中国从20世纪70年代开始,在电力部门和大学中,都开始着手研究电力可靠性问题,1983年成立了中国电机工程学会可靠性专业委员会,聚集了学校和电力部门的力量,推动电力可靠性管理和理论研究工作。1985年在水利电力部成立了电力可靠性管理中心,开展了发电设备、输变电设备、配电设备和系统的可靠性统计工作。清华大学、西安交通大学、上海交通大学、浙江大学、重庆大学和华北电力学院等大学也开展了电力可靠性的讲课和理论研究,电力设计部门开展了在某些

工程设计中的可靠性评估的研究,电工制造部门也开展了对某些产品的可靠性管理工作。

### 研究电力系统可靠性的目的、对象和手段

可以用简单框图表示出研究电力系统可靠性的目的、对象和手段,如图1所示。

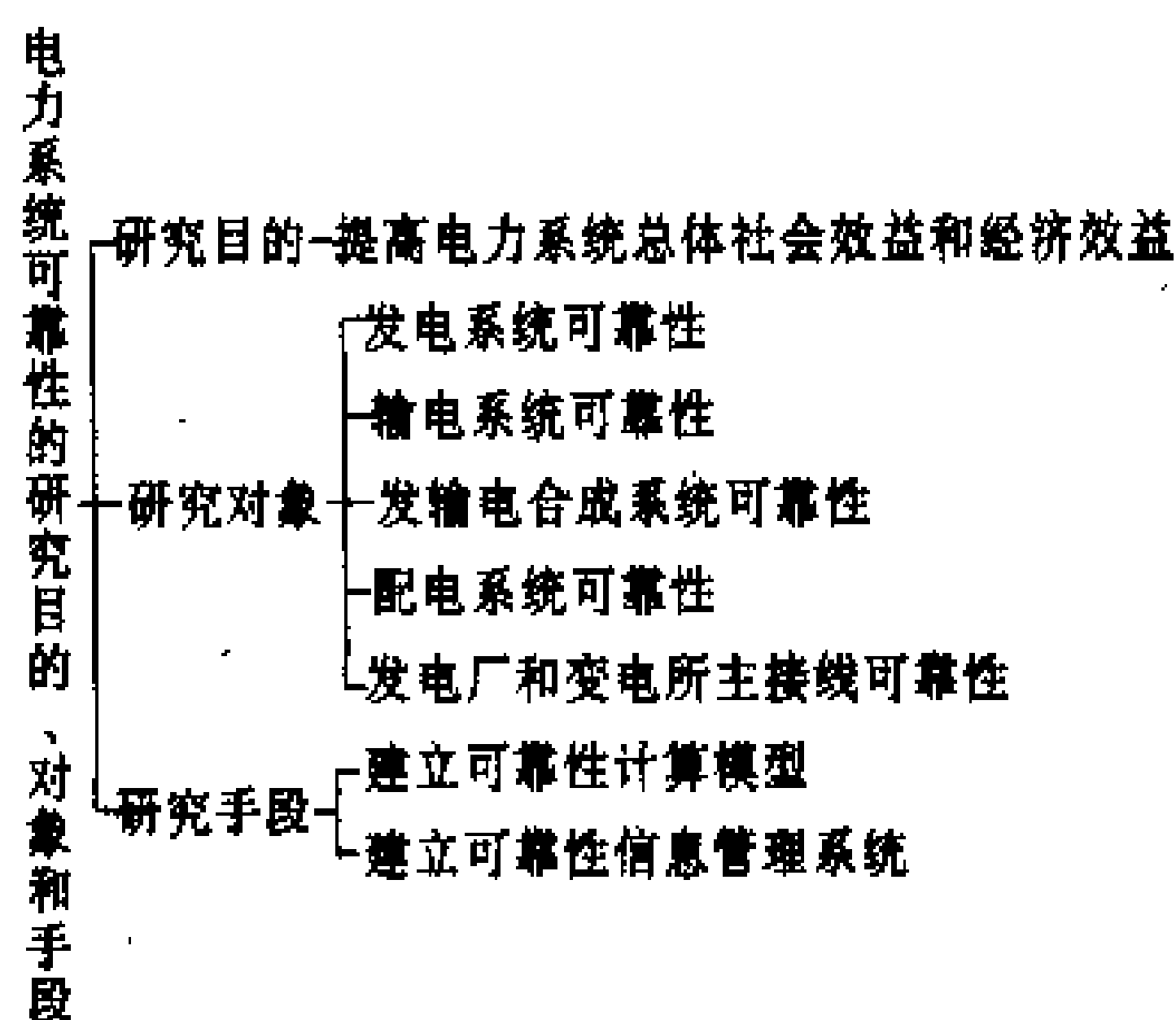


图1 电力系统可靠性研究目的、对象和手段

**研究目的** 按照合理开发利用动力资源的原则,用最少的支出(含一次投资和运行维护费)为国民经济各部门与人民生活提供充足、可靠和质量合格的电能,提高电力系统总体社会效益和技术经济效益。因此,在研究电力系统可靠性时,往往要研究可靠性经济学。

电力系统可靠性经济学主要研究电力系统可靠性水平与经济效益的关系,主要内容包括停电损失的估计方法,典型重大电力系统事故调查分析,可靠性投资和可靠性效益分析三个方面。可靠性经济学把可靠性技术和经济分析联系起来,通过定量评估进行协调,力图使电力系统的综合效益达到最佳,为科学决策提供依据。

**研究对象** 主要包括发电系统、输电系统、发输电合成系统、配电系统可靠性以及发电厂和变电所主接线可靠性等。

发电系统可靠性 见发电系统可靠性。

输电系统可靠性 见输电系统可靠性。

发输电合成系统可靠性 见发输电合成系统可靠性。

配电系统可靠性 见配电系统可靠性。

发电厂和变电所主接线可靠性 发电厂和变电所主接线的功能是将电能在一个或多个电压等级的连接回路之间进行分配。研究发电厂和变电所主接线可靠性的任务是根据元件已知的可靠性指标,评估整个主接线系统的可靠性。这将有助于选择和比较各种不同的主接线方案,计算不同方案的定量可靠性指标、投资

和停电损失费用,为设计、运行和检修的决策提供依据。(见输电与配电卷变电所主接线可靠性)

**研究手段** 有两种:①建立可靠性计算模型;②建立可靠性信息管理系统。

**建立可靠性计算模型** 在认真观察过去的系统行为的基础上,建立元件和系统可靠性的计算模型和相应的计算程序。目前主要采用解析法和蒙特卡洛法(或称模拟法)两种。解析法的主要特点是,可以采用较严格的数学模型和有效算法,准确度较高,但计算量随着元件数的增多呈指数增长,当系统规模大到一定程度时,采用此法有一定困难。蒙特卡洛法利用计算机作随机试验,最后对试验结果进行统计及计算,其计算结构简单,但计算误差与试验次数的平方根成反比,为降低误差必须显著增加计算时间。因此,必须把这两种方法有机地结合起来。

**建立可靠性信息管理系统** 它的任务是根据现场运行设备状态的观测记录,用计算机进行统计处理,使之成为符合可靠性评估要求的数据。建立可靠性信息管理系统是一项基础工作,它可以使可靠性信息作为一种资源更充分地发挥作用。北美电力可靠性协会开发的发电设备可用率数据系统(Generating Availability Data System, GADS),包括了北美电力系统的发电机、汽轮机、锅炉、水轮机、反应堆等主机和辅机的全部可靠性数据,能向电力公司和制造企业提供有效、准确的运行和设计数据。英国中央发电局(Central Electricity Generating Board, CEGB)的中央发电局超高压电力网事故和故障统计年报和英国电力委员会(British Electricity Council, BEC)发布的国家标准事故和停电报表及国家设备缺陷报表也是一种可靠性信息系统。中国也建立了发电设备可靠性数据、配电系统供电可靠性数据和输变电设备可靠性数据的管理系统。可靠性信息管理系统还包括测量实际系统可靠性并以此验证电力系统可靠性预测技术水平,帮助规划和运行人员改进工作等内容。

### 电力系统可靠性评估

为了实现电力系统的可靠性评估,就要确定:可靠性目标,各阶段可靠性任务,可靠性准则,故障准则及故障严重性估计,可靠性评估的步骤及其不确定性。

**可靠性目标** 为保证电力系统可靠性达到希望水平,在规划、设计和运行阶段必须实现以下目标:①保证电力系统的充裕度,即以合格的质量连续地向用户提供所需的电力和电量;②保证系统的安全性,采取措施使系统能经受住可能的偶发事故而不必削减负荷或停电,并避免对系统和元件造成严重损坏;③保持电力系统的整体性,使得即使是很严重的偶发事故也不致

造成电力系统的主要部分不可控的解列;④限制故障扩大,减小大范围停电;⑤保证停电后迅速恢复运行。

**各阶段可靠性任务** 评估和保证电力系统可靠性必须贯穿于系统的规划阶段、设计阶段和运行阶段中。

**规划阶段** 它包含了4个方面任务:①对未来的电力、电量需求进行预测。为此要考虑经济形势、环境要求和天气变化等不确定因素。②收集设备的技术经济数据,例如设备的强迫停运和计划停运数据,发电机组和输电设施的费用,燃料价格,水能的不确定性,基建时间,安全性,运行费用等。③制定可靠性准则和设计标准,对照准则估计系统性能,选择合适的主接线方案,识别系统的薄弱环节。④选择最佳方案。为此要建立适当模型,寻求最佳方案,包括各类设施的合理安装地点和时间,目标是可靠性水平合理而总费用最小。寻求最佳方案时,受到许多因素的约束:①与用户的期望供电水平有关的约束,如规定的电力不足频率和持续时间,规定的电压和频率的变动范围;②受地区特点的约束,如负荷密度,长距离输电的必要性等;③环境保护的约束,如含硫烟气的排放量,电磁干扰等;④政治经济条件的约束,如资金、燃料供应的不确定性等。这些制约条件因地制宜,但对发电系统和输电系统的规划都是有影响的,并与可靠性准则直接有关。

**设计阶段** 发输电合成系统的设计原则是:①在发生偶发事故时保证系统的充裕度、安全性和整体性的波动最小,保证用户和操作者的安全;②考虑系统元件维修对可靠性的影响;③考虑在非正常情况下的电力传输能力;④考虑输电线的结构(双回路以及公共线路走廊等)和污染、坏天气和洪水等偶发事件。

系统应设计成:当遭受超越设计规程规定的大扰动时,坏影响扩散的风险最小;应使系统有足够备用容量来限制扰动后果的蔓延,避免局部地区停电范围扩大,保护发电设备、变电设备和线路免遭损坏,保护运行人员免遭损伤。

**运行阶段** 规划阶段考虑的是长期风险预测。运行阶段关心的则是短期风险评价,并根据评价结果迅速进行运行决策。

运行可靠性评估的目的是在可接受的风险度下建立和实施各种运行方式,确定运行备用容量,安排计划检修,确定购入和售出电量,确定互联系统的送受电力和电量。

评估运行可靠性的方法与时间阶段有关。一般可分为时间阶段A,时间阶段B,时间阶段C等三个时间阶段。

(1) 时间阶段A.从现在开始到今后几小时或几天。在这个时间段内着重研究解决的问题为:①可用发

电容量的经济利用；②提供充足的备用容量使系统故障风险低于预测的水平；③估计需购入和售出的电量；④选择突发事件的校正措施。

(2) 时间阶段 B。从现在开始一年以上。在这个时间段内着重研究解决的问题为：①可用发电容量的经济利用；②水能的不可用度及水能预报不确定性的影响；③经济调度；④电能购入和售出计划；⑤传输容量的估计；⑥需求与计划差额的估计；⑦元件的小修和大修计划。

(3) 时间阶段 C。从现在起到运行阶段的上界（2~4年）。每年进行一次评估。在这个时间阶段里要解决的主要问题为：①可用发电容量的经济利用；②机组的封存和修复；③燃料合同；④长期能源购销计划；⑤运行方针的估计和修正。

可以看出，时间阶段 A 的主要项目是协助运行调度人员进行操作，时间阶段 B 的主要项目是制定运行方式，时间阶段 C 的主要内容是保证每年系统的风险度尽量一致。

**可靠性准则** 为达到所需可靠性水平在发电系统和输电系统所应满足的条件。可靠性准则分为概率性指标或变量的准则和确定性行为或性能试验准则两类。

**概率性指标或变量的准则** 规定满足可靠性目标值的数值参数，或者不可靠度的上界的准则，例如电量不足期望值，期望故障频率等。这些准则的应用形成了概率性可靠性评估的基础。

**确定性行为或性能试验准则** 规定了发输电合成系统应能承受的发电系统或输电系统计划和非计划停运组合的条件。每种故障组合的定义应包括扰动本身以及扰动前的系统运行状况。这些准则的应用形成了确定性准则的基础。

在应用可靠性准则时，规划人员的任务是，在准则范围内，使电力系统的总费用最小。它可以看成是求解有约束的最优系统。在这个系统中，总费用是经济函数，可靠性准则是约束条件。

**故障准则及故障严重性估计** 为了评估电力系统可靠性，必须首先规定系统故障的准则。同时，因各种系统故障的严重性不同，为此要进行系统故障严重性估计并规定一些反映严重性程度的指标。

**系统故障的准则** 在计算电力系统可靠性概率指标或应用确定性可靠性准则考验电力系统时，一旦发生下列情况，便认为系统处于故障状态：①负荷越界；②频率越界；③电压超过极限；④有功功率不足；⑤无功功率不足，电压下降；⑥不可控的解列；⑦不稳定；⑧连锁反应；⑨电压崩溃；⑩频率崩溃。

国际大电网会议（CIGRE）1987年公布的《电力

系统可靠性分析应用导则》中将电力系统状态划分为安全状态、警戒状态、警报状态、紧急状态、特紧急状态、部分停机限电状态、全停状态等7种。前4种属于发输电合成系统的正常状态，后三种属于故障状态。（见发输电合成系统故障状态）

**系统故障严重性估计**（failure severity assessment）进行可靠性预测时，应考虑所有可能的故障模式，并对故障严重性作出评估。确定性行为或性能试验是将预先考虑的突发事件加到设想的正常系统中，并模拟系统的响应和恢复过程。以概率指标为基础的系统可靠性预测需具有跟踪系统进入故障状态的能力，以便对突发事件造成的系统故障的严重程度作出估计。

**可靠性评估的步骤及其不确定性** 可靠性评估的结果可能不精确，这是

由可靠性研究中一些固有的不确定因素所决定的。可靠性研究包括分析过去的系统行为，建立元件的停运模型、数据库，运用停运模型、系统和操作者行为模型建立可靠性评估方法，计算可靠性指标，预测未来的系统行为等5个步骤，见图2所示框图。

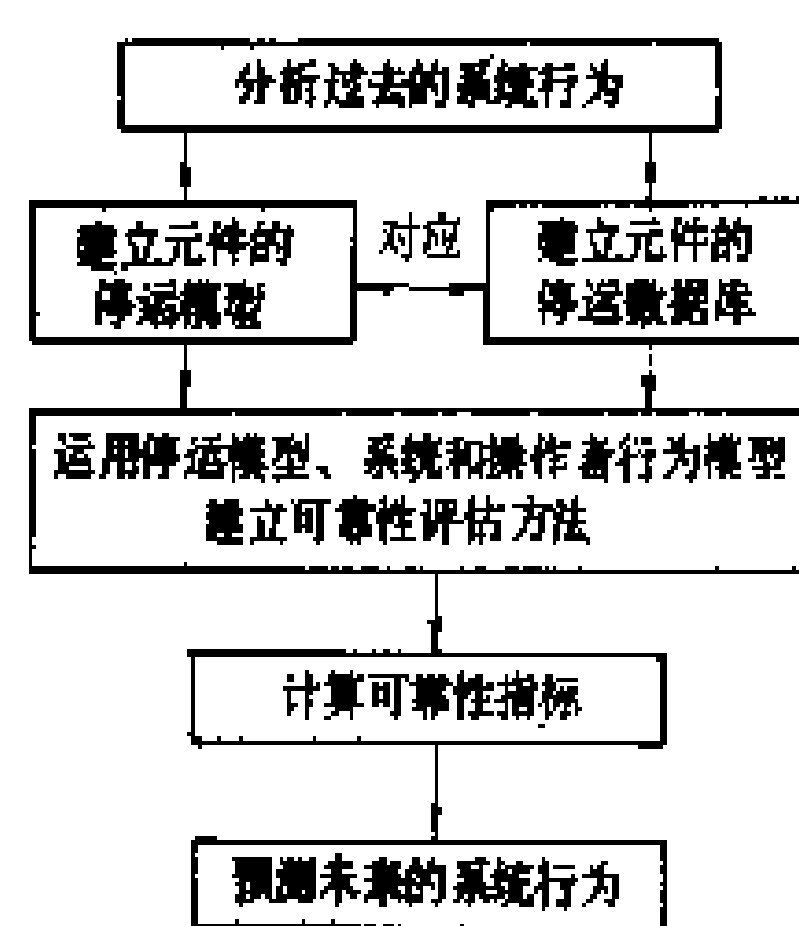


图2 可靠性研究主要步骤框图

分析过去的系统行为并建立元件的停运模型及数据库 在认真观察过去的系统行为的基础上建立元件的停运模型和停运数据库。有两个因素导致不确定性：①观测到的停运次数受限制，子样容量不足；②停运报告不详细，不能获得需要的全部信息。

**建立可靠性评估方法** 运用停运模型、系统和操作者行为模型建立可靠性评估方法及相应计算机程序。产生不确定性的因素为：①建立停运模型时不可能考虑全部可能的停运事件；②经常用近似方法进行潮流计算；③补救行为模型，如倒闸操作，母线连接或发电机组调度等过分简化；④减负荷的原则很难建立模型，但对可靠性指标却有很大影响；⑤值班人员误操作和行为很难建模，即使建模也过于简化。

**计算可靠性指标** 用计算机程序来计算可靠性指标的过程中也可能产生不确定性：①在解析法中，由于偶发事故的选择是受限制的，计算结果可能不精确；②在模拟法中，由于模拟的时间间隔的数量太小，可能使结果不精确。

**预测未来的系统行为** 主要任务是用可靠性准则来预测给定时间周期内未来的系统行为或比较不同的



规划方案。这时也可能产生不确定性，原因为：①负荷预测不精确，实际值与预测值差值较大；②未来设备的可靠性参数与目前预测值不一致。由于模型作了简化，要估计这两种计算误差是困难的。

规划工程师应认识到，由于固有的不确定性，可靠性指标按一定的偏差服从一定的概率分布。因此应用可靠性准则作规划决策时应考虑可靠性指标的方差。预测的系统行为的全部信息包含在指标的概率分布之内。理论上，可靠性准则应考虑指标的概率分布。实际上，规划工程师一般按指标的期望值来做出决策。

系统行为预测的不确定性与可靠性指标有关。预测的电量不足期望值的不确定性尤其高，因此，以这一指标为基础所得到的停电损失费用期望值也有不确定性。

参考书目

郭永基编著，电力系统可靠性原理和应用 上册，北京：清华大学出版社，1985  
郭永基编著，电力系统可靠性原理和应用 下册，北京：清华大学出版社，1986

(郭永基 白同翔)

dianli xitong kekaoxing jiben shuju

**电力系统可靠性基本数据** (basic data for power system reliability) 分析电力系统可靠性必需的系统及设备的运行和停运状态的原始记录和数据。用于对现有系统和规划中的系统运行可靠性分析和评价。

基本数据的分类

大电力系统(指发输电合成系统)可靠性分析所需要的基本数据按其性质可分为确定性和随机性二类；按其组成部分又可分为发电系统的和输电系统的二部分，如图 1 所示。

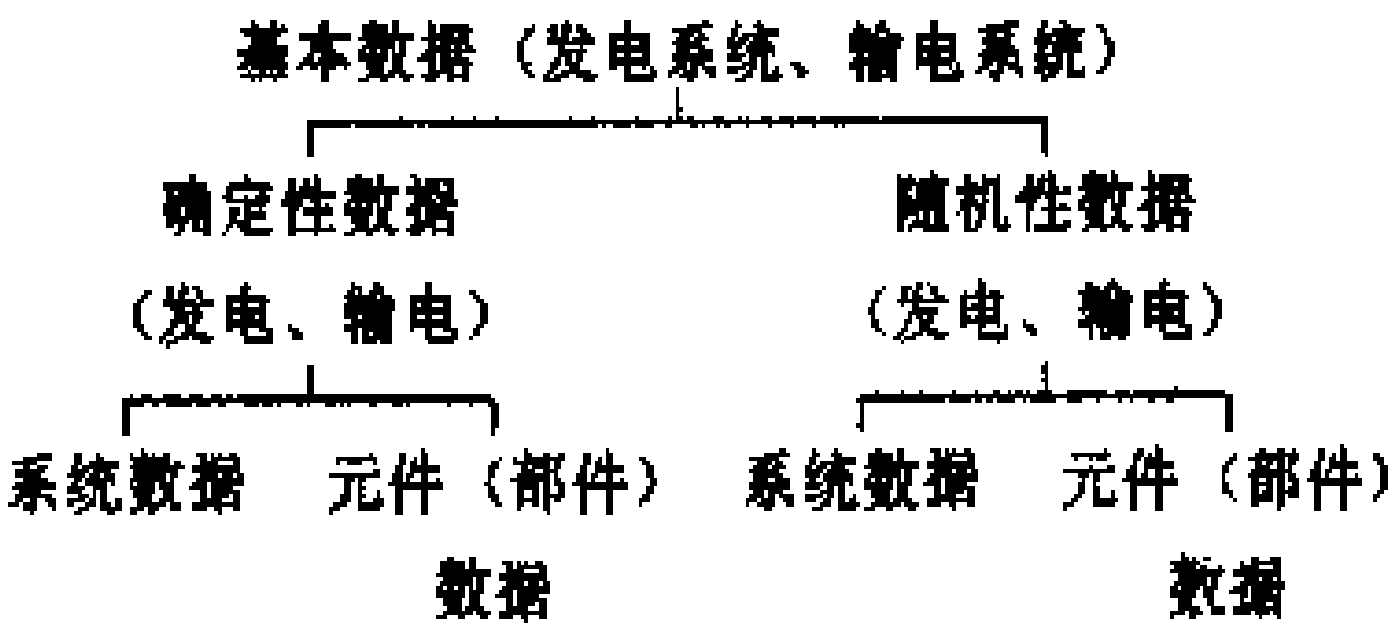


图 1 基本数据分类

**确定性数据** 可分为元件数据和系统数据二类。元件数据包括已知的元件参数，如线路阻抗和导纳、载流容量，发电机组参数以及用于潮流计算的其他类似参数。系统数据则需考虑某些停运情况下系统的反应，如某一主干线路跳闸后，相邻线路是否会过负荷或跳闸，是否可采取某些补救性措施以保持整个系统的完

整性等，计算中使用的各种模拟元件必须与实际系统中相应元件的行为一致。

**随机性数据** 也可分为元件数据和系统数据二类。元件数据主要包括系统中各元件的故障和修复参数。系统数据则包括由于输电线路或变电所(发电厂)影响而导致的相关性多重故障。故障型式可归纳为独立停运、非独立停运、共模停运和变电所相关停运 4 类。

由于系统是由元件(设备或设施)组成，因此在系统规划中，在分析可靠性时需要设备和设施的基本可靠性数据，其中确定性数据是已知的，可由设计或运行实测或计算求得，而随机性数据则必须对运行中的设备进行专门的、系统的统计分析，才能收集到。因此，各国都建立了自己的设备停运的统计分析和报告制度。下面介绍发电系统设备的和输电系统输变电设施的停运数据的统计和收集。

发电系统设备的停运数据的统计和收集

**发电机组的停运数据** 可归纳为机组状态、容量水平、时间含义、能量值和性能指标等。

**机组状态** 机组状态指机组的运行准备状态，分为可用状态(available state)和不可用状态(unavailable state)。可用状态为机组在运行中并在电气上与系统连接或是在备用停机状态(reserve shutdown state)，即可用但未运行，如承担峰荷的机组除带峰荷时间外，经常处于备用停机状态。不可用状态又分为计划(planned)和非计划(unplanned)停运状态。计划停运指事先计划好的停运，如大、小修或试验停运。按停运时间持续的长短又可分为几种停运状态。北美通常将非计划停运分为强迫停运(forced outage)和维修停运(maintenance outage)。强迫停运包括起动失效和运行中须立即停机或不能延长到周末的故障停运。维修停运则指机组可以延长运行到周末，但在下一个计划停运期前须退出可用状态的非计划停运。国际发供电联盟(International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy, UNIPED)则定义所有不属于年度维修计划的停运都是强迫停运。

机组状态的划分可用图 2 表示。

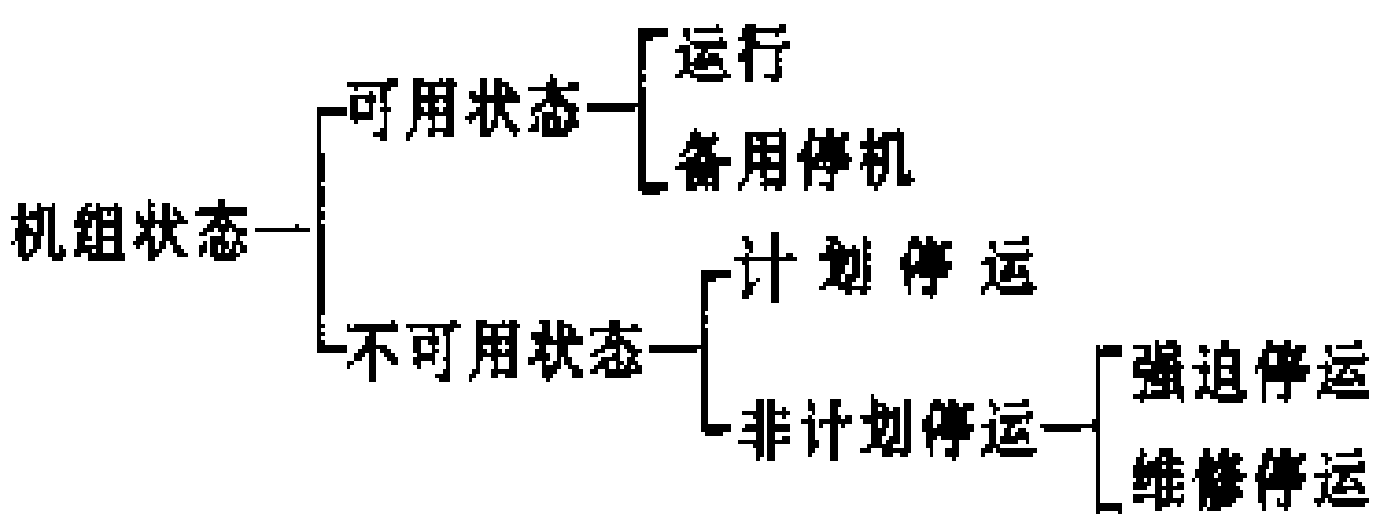


图 2 机组状态划分图

**容量水平** 运行机组发出铭牌容量的程度。容量水平可分为机组的最大容量、可靠容量、季节性减少出



力、可用容量和机组降低出力等五类。

(1) 机组的最大容量 (maximum capacity of a unit)。在规定 (设计) 的环境温度条件下的容量。

(2) 可靠容量 (dependable capacity)。在某一特定时期中受环境条件限制 (如夏季循环水温升高, 出力下降) 而修正后的最大容量。

(3) 季节性减少出力 (seasonal derating)。最大容量与可靠容量之差。

(4) 可用容量 (available capacity)。任何时候受设备条件限制修正后的可靠出力。

(5) 机组降低出力 (unit derating)。可靠容量与可用容量之差, 或称部分停运或限制出力。它又可分为计划和计划降低出力。非计划降低出力又可进一步分为强迫和维修降低出力。

各种容量水平之间的关系见图 3。

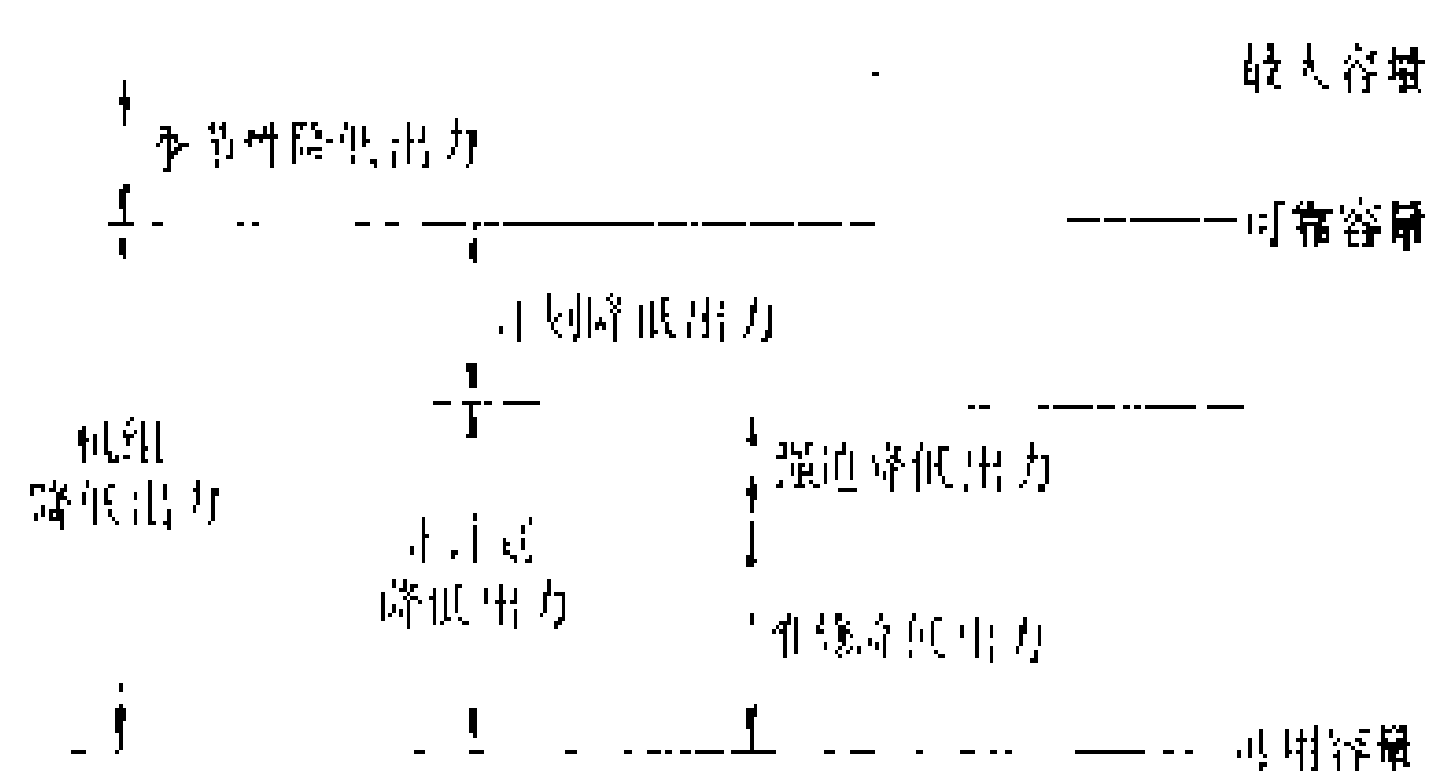


图 3 各种容量水平关系图

**时间含义** 为便于数据分析, 对各种运行状态和各种容量水平所持续的时间以运行状态时间、容量水平时间专门名词表示, 其时间单位一般以小时 (h) 表示。

(1) 运行状态时间。有可用、不可用、运行、备用停机、非计划停运、计划停运、强迫停运和维修停运时间等。

(2) 容量水平时间。有季节性降低出力、机组降低出力、计划降低出力、非计划降低出力, 强迫降低出力和维修降低出力时间等。

通常计算用等值时间来表示机组的降低出力, 即机组在降低出力的运行时间乘以降低出力的百分数, 如一台 200 MW 机组降低出力 50 MW、20 h, 则等值为  $25\% \times 20 = 5$  (h)。

**能量值** 能量值 (energy quantity) 可用总值或净值表示。最重要的两个值为: ①在给定时段内测得的机组发电量即实际发电量 (actual generation); ②在给定时间内机组连续运行在最大容量时可能发出的电量。即最大发电量 (maximum generation)。时间和电量的关系如图 4 所示。

**性能指标** 根据各种机组状态、容量水平、能量值和时间含义可以求出机组的下列重要性能指标

(performance indices)。

(1) 可用度指标 (availability index)。包括强迫停运率、维修停运率、计划停运率、可用率和不可用率。

(2) 生产性指标

(productivity index)。包括等值降低出力系数、等值可用率、等值不可用率、季节性降低出力系数和容量系数。

(3) 可靠性指标 (reliability index)。包括平均无故障运行时间、强迫停运率、等值强迫停运率、起动失效率等。

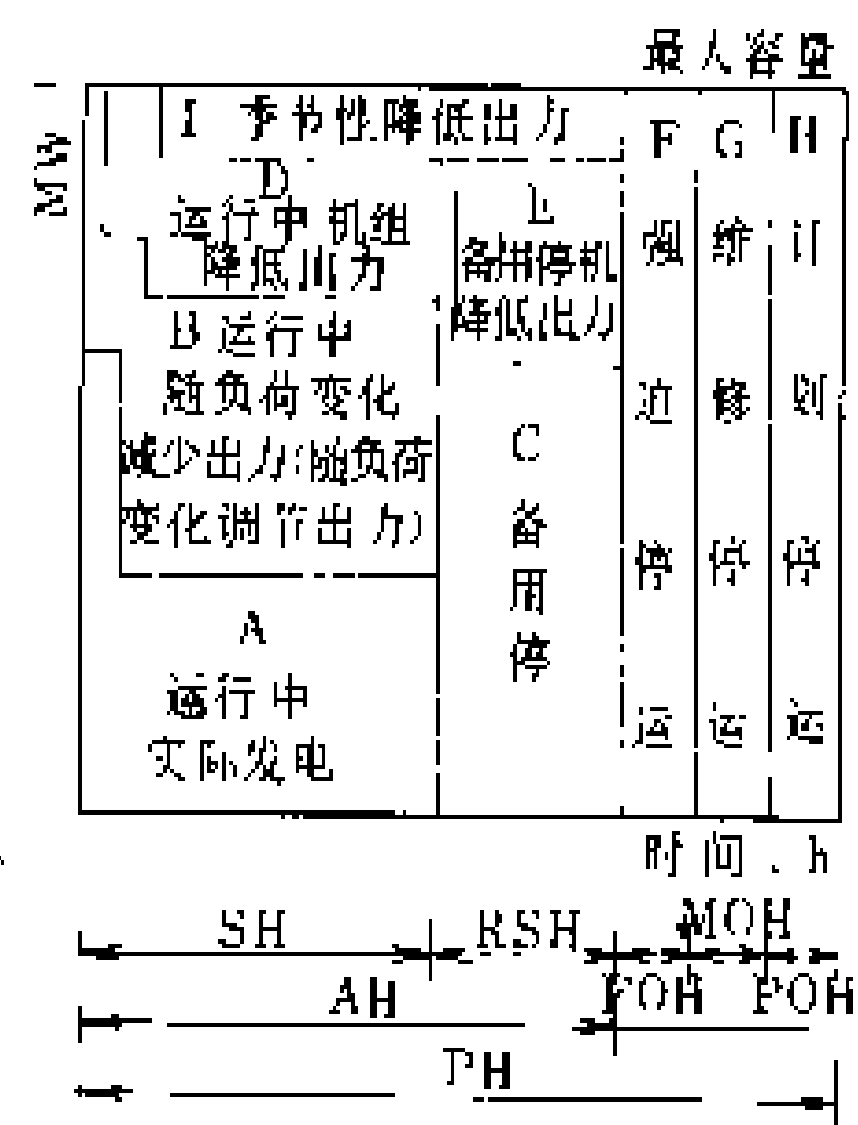


图 4 时间和电量关系

**发电机组停运数据收集系统** 国际上主要有加拿大电气协会设备可靠性信息系统 (Canadian Electrical Association Equipment Reliability Information System, CEA ERIS), 北美电力可靠性协会发电设备可用率数据系统 (North American Electric Reliability Council Generating Availability Data System, NERC GADS) 和欧洲数据系统。欧洲数据系统, 主要包括国际原子能机构的发电核反应堆信息系统 (International Atomic Energy Agency Power Reactor Information System, IAEA PRIS), 国际发供电联盟的火电厂数据库和有关核电厂的重大事件报告系统 (UNIPED Significant Events Reporting System, USERS) 和欧洲共同体经济委员会 (European Economic Community, EEC) 的有关核反应堆的可靠性数据系统 (European Reliability Data System, ERDS)。现将应用最广泛的北美电力可靠性协会发电设备可用率数据系统和加拿大电气协会设备可靠性信息系统加以介绍。

北美电力可靠性协会发电设备可用率数据系统 北美电力可靠性协会代表所有该协会的美国电力公司和加拿大电力公司建立和保持的发电设备可用率数据系统。参加该系统的发电设备容量约占北美装机容量的 90%。

GADS 使用三类数据: ①机组系谱 (unit pedigree), 标志其主要系统和部件; ②机组事件 (unit event), 记录机组经受的每次运行状态和能力 (capability) 变化, 以编写其运行史; ③机组运行性能记录, 记录机组的实际运行情况数据。根据这些数据即可对某台机组和各类机组及其主要系统和部件分析其运行性能的趋势。

NERC 编写的报告须知规定了报道的程序及格式。报告中所有的定义和要求见美国标准学会和电气

与电子工程师学会制定的标准 762 (报道发电机组可靠性、可用率和生产率所用的定义)。GADS 中所用的定义与 USERS 的定义不完全一致。

加拿大电气协会的设备可靠性信息系统 它是加拿大电气协会为加拿大电力工业部门编制的记录发电和输电设备运行情况和集中数据处理的统一格式。发电设备的报告系统从 1977 年开始实行,包括:①水电和抽水蓄能机组,最大连续铭牌出力(maximum continuous rating)为 24 MW 及以上;②火电机组,最大连续铭牌出力为 60 MW 及以上;③燃气轮机发电机组,最大连续铭牌出力为 1 MW 及以上;④核电机组,最大连续铭牌出力为 200 MW 及以上。

CEA ERIS 记录的主要内容如下:①每台机组在整个统计期间状态的记录;②每台机组降低出力,包括重复降低出力(concurrent derating)的记录;③每台机组的每次状态改变的原因;④某些选定部件停运的记录(即使未造成机组状态的改变)。

CEA ERIS 发电设备数据系统中使用了 11 种状态模型,包括 6 种可用状态(运行、强迫降低出力运行、计划降低出力运行、可用但未运行、强迫降低出力下可用但未运行、计划降低出力可用但未运行)和 5 种不可用状态(强迫停运、强迫延长维修停运、强迫延长计划停运、维修停运和计划停运)。

### 输电系统输变电设施的停运数据的统计和收集

**输变电设备的分类** 输变电设备按其故障和恢复过程的不同,其基本数据的收集可按以下三类分别收集。

(1) 架空线路及电缆。这类设备的故障率为其长度的函数,如不考虑其终端设施的影响,则在大多数实际应用中可以假定其故障率与其长度成正比并且按每年每单位长度故障次数表示。实际上其终端设备的影响为一常数,可以在故障率中增加一常数来计及终端设备的影响。

(2) 静止设备。除开关设备以外的变电设备,包括变压器、电抗器、互感器及避雷器等。这些设备的故障率可以按每年台次数表示。

(3) 开关和保护设备。断路器、隔离开关及其相应的保护和控制系统。这类设备仅在接到命令时动作(分断或关合)。在某些情况下需要专门研究保护本身问题时则需将保护与开关设备分开。通常在研究系统行为时,开关设备及其相应的保护设备作为一个整体来看待。

**故障模式** 不同的故障模式对系统的影响程度不同,因此,故障数据需按故障模式分类。故障模式有短

路故障、开路故障、操作故障、计划停运、多重故障 5 种。

**短路故障(short circuit failure)** 短路故障是最常见的故障并造成系统中大部分地区的停运。所有输变电设备都可能发生短路故障。它将造成相应的保护装置动作和断路器跳闸。按故障的恢复过程,短路故障又可分为永久性、暂时性和瞬时性等三种。

(1) 永久性。造成停运的部件已损坏,需修理或更换。

(2) 暂时性。造成停运的部件未损坏,由人工恢复运行。

(3) 瞬时性。造成停运的部件未损坏,由自动装置恢复运行。

**开路故障** 开路故障(open circuit failure)是较稀有的故障。它包括:①导线断线,只有架空线路及电缆和静止设备发生这类故障。②断路器误跳闸(包括人为原因),只有开关和保护设备会发生这种故障。③除故障外的所有造成保护系统误动作的情况。

**操作故障** 对开关和保护设备除短路和开路故障外,由于它们具有操作功能,还可能发生操作故障(switching failure),包括拒分和拒合故障。

(1) 拒分(failure to open)。对正常关合的断路器及其相应的保护,当系统发生故障时应动作跳闸,但由于断路器或保护系统本身的原因却拒绝跳闸。这类故障会导致系统事故扩大。在需要分别分析保护和断路器动作情况时也可将二者分开研究。

(2) 拒合(failure to close)。对正常断开的断路器和在系统故障时跳开又自动重合的断路器,应合闸而拒绝合闸。

**计划停运** 计划停运(planned outage)指因进行大修、维修、施工或改进等工程而预先计划安排的停运。

**多重故障** 多重故障(multiple failure)指由于某一原因造成多个元件同时停运,如共用线路杆塔而造成共模停运,或由于变电所相关原因以及连锁性故障等而造成的多个元件停运。

由于气候对输配电系统故障影响很大,在收集数据时应当充分考虑气候的影响。

**母体和统计(或暴露)时间** 在用随机数据进行指标统计时还需要收集下列参数:①各种类型的运行部件数,以求得暴露于故障的件数;②线路及电缆长度,包括双回路和位于共同走廊的线路;③母体(population)暴露时间(exposure duration)即事件可能发生的持续时间;④暴露次数(discrete exposure),指故障可能发生的次数(仅对开关和保护设备)。

**恢复过程** 包括恢复方式和恢复方法。



恢复方式 有恢复对用户供电和恢复故障部件至工作状态两种。这两者的恢复时间不完全一致。

(1) 部件在原地修理。修复过程结束即可恢复供电。在这种情况下恢复对用户供电和恢复故障部件至工作状态的恢复时间是一致的。

(2) 部件发生短路故障,断路器跳闸的同时可能使健康部件被断开。在将故障部件隔离后,断路器重合使全部或部分负荷点恢复供电。因此负荷的恢复供电时间与恢复故障部件至工作状态的恢复时间不同。

(3) 故障部件由备用部件替换。对用户恢复供电时间与部件修复时间不同,甚至故障部件可能报废。

恢复方法 它与故障事件的类型有关,恢复方法有修理、更换、人工操作或自动重合等。对永久性故障通常是进行修理或更换,被更换的部件若可以修复则修复后可再使用或作备用。如损坏严重不能修复则报废。对这些不同情况均应加以区分。对暂时性故障通常用人工操作来恢复或是切换至其他电源,同时对故障部件进行修理或更换。对瞬时性故障通常采用自动重合方法来恢复。

**输变电设备数据收集系统** 随系统的结构和管理体制不同,大多数电力公司都有自己的数据收集系统并且各有特点。例如:①加拿大电气协会设备可靠性信息系统(CEA ERIS)的输变电部分是在一个国家内许多独立的电力公司共用的联合数据收集系统;②英国中央发电局(Central Electricity Generating Board, CEGB)输变电故障统计报告系统(CEGB OR 9A)则为概括一个国家大部分地区的一个大电力公司的系统,它没有任何联合;③联邦爱迪生公司故障报告系统(Commonwealth Edison, CE),在一个大的国家中一小部分地区的一个单独电力公司的数据收集系统。它们代表了不同类型电力公司的数据统计范围、类型和方法,有共同之处也有相异之处。它们的主要内容为基础概念、故障模式、停运时间、统计指标等。

**基本概念** 包括统计对象和停运分类。

(1) 统计对象。CEA ERIS, CEGB OR 9A 以元件为基本统计对象(unit approach)。CE 则以部件为基本统计对象(component approach)。实质上二者有时很难区分。

(2) 停运分类。CEA ERIS, CEGB OR 9A 及 CE 三者均考虑独立强迫停运(independent forced outage)和共模停运(common mode outage),仅 CE 还考虑相关停运(dependent outage)。在强迫停运分类上,CEA ERIS 在统计时对永久、暂时和瞬时不加区分;CEGB 则根据停运持续时间区分为持续(包括永久和暂时)和瞬时;CE 则分为永久和暂时(包括暂时和瞬时)。

故障模式 CEA ERIS 分为 10 种:单相接地、相间短路、两相对地短路、三相短路、一相或二相开路、断路器拒分、拒合、断路器误动、人为和原因不明。CEGB OR 9A 分为 6 种,即单相接地、相间短路、三相对地短路、三相短路、一相或二相开路和绝缘故障,CE 则仅分为三种,即故障、无故障和原因不明。

停运时间 它们都作统计但含义有所不同,如 CEA ERIS 对维修时间定义为部件修理所用时间而 CEGB OR 9A 则定义为该回路恢复供电的时间并分别记录该部件修理所用时间。

统计指标 它们都计算和统计基本的可靠性指标和输电系统的运行性能指标。指标有三类:①事件发生的频次(frequency)和故障率(rate);②某一状态的平均持续时间(average duration of a state);③指令失效的概率(probability of a command failure)。

中国对输变电设备的事件发生的频次和故障率以及指令失效的概率两项指标已进行了多年统计,对某一状态的平均持续时间指标则统计年限较短。

#### 参考书目

CIGRE WG03 of SC38. Power System Reliability Application Guide. 1987

NERC. Generating Availability Data System. 1982

(吴竞昌)

dianli xitong kekaoxing jingjixue

**电力系统可靠性经济学** (reliability economics of electric power system)

研究电力系统可靠性水平与经济效益之间合理关系的分支学科。可靠性的价值就是连续供电的价值。对用户来说,连续供电的价值取决于它们在用电中所能得到的效益。可靠性低往往造成缺电和停电,造成经济损失和社会损失。另一方面为提高可靠性,电力生产部门要增加投资,这部分投资应由用户作为电费的一部分来负担。因此电力部门要研究投资与提高电力系统可靠性水平间的关系。它包括缺电和停电损失的估计方法,典型重大电力系统事故调查分析,可靠性投资与可靠性效益分析三方面。

**缺电和停电损失** 由于可靠性低导致用户缺电、停电而造成的经济损失,这种损失通常以货币形式表示。

缺电损失是由于电源容量不足而少供或限供电量(包括低频率、低电压)所造成的经济损失和社会损失。这种损失是普遍加到每个用户身上的,因而很难用某些特定用户的用电性能来分析其损失细目,往往只能用大范围平均值来计量,可以作为计量的有:①单位电量的产值;②政府指定或社会统计出的计价单位;③电

力公司的单位电量的综合利润,其中第①、②种计量方法用得较普遍。

停电损失是由于电力供应不足或电力系统发生事故导致供电中断而造成的经济损失和社会损失。停电损失包括直接停电损失和间断停电损失两部分。直接停电损失是在停电时及停电以后的一段时间内遭受的经济损失和社会损失,它一般直接反映到产品成本、性能效益和经济活动。间接停电损失是由于停电的间接影响而造成的经济损失和社会损失。无论哪种停电损失一般只能根据国情,在统计的基础上分别求出他们的平均值。在经济发达国家中主要用停电损失来评估可靠性水平。

典型重大电力系统事故调查分析 主要目的有两个:①直接获得可靠性经济学的原始资料;②分析事故的具体原因和造成的社会后果,提出预防事故的对策。例如1977年美国纽约大停电事故发生后,联邦政府曾组织专门调查委员会进行调查。

可靠性投资和可靠性效益分析 主要目的是对可靠性投资和可靠性效益进行协调,以取得最佳经济效益。可靠性投资就是电力公司为保持和提高电力系统的可靠性水平所需的投资,它包括一次性投资、运行维护费。可靠性效益指可靠性指标改善后所得到的经济价值。在做经济分析时,各类费用必须折算后才能进行比较。

参考书目

Marks G E. Reliability Economics. IEEE TC, 1982  
(郭永基)

dianli xitong kekaoxing youhua

电力系统可靠性优化 (optimization of power system reliability) 电力系统可靠性水平与经济效益的最佳协调,使得为提高可靠性所需投资发挥最佳经济效益。它所解决的问题有两类:①提高可靠性,减少停电损失;②为提高可靠性所需的一次投资,通过优化分析,可得出电力系统的一次投资、最优电力不足概率和最优可靠性水平。

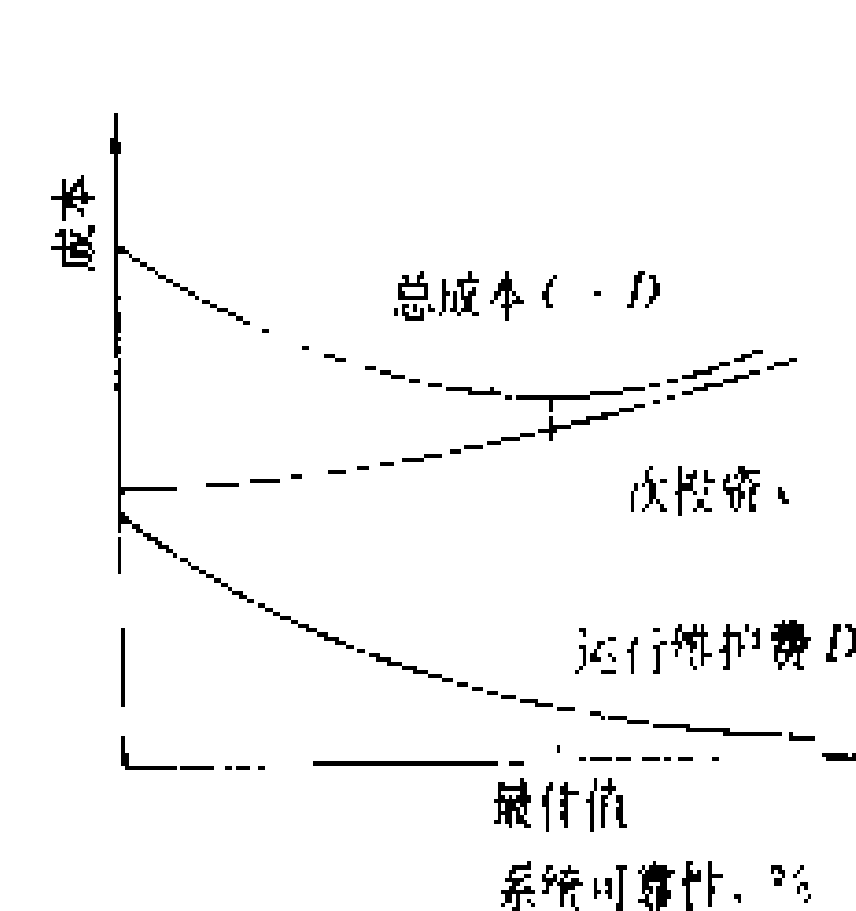
最优电力不足概率 根据投资效益最优所确定的电力不足概率水平。电力不足概率与电力系统备用容量成反比,而与用户的停电损失成正比。应用投资效益分析法可估计出最优电力不足概率水平,计算公式为

$$LOLP = \sqrt{\frac{1.2K_e \times M \times FCR}{\gamma \times EENS}}$$

式中  $K_e$  为发电机组单机容量投资,元/kW;  $M$  为电力系统积累停运容量概率曲线的特征斜率,一般以 MW 计,计算中取总装机容量的 5%;  $FCR$  为固定折年率;  $EENS$  为期望电量不足, kW · h;  $\gamma$  为单位缺电量所对

应的社会经济损失值,以元/ (kW · h) 表示。

最优可靠性水平 以分析一定规模的电力系统或其子系统的成本和提高可靠性带来的增益为基础,当电力系统的总成本最小时,所对应的可靠性称为最优



最优系统可靠性与成本的关系

可靠性水平。由图可见,通常电力公司为保持和提高电力系统的可靠性所支付的总成本有两部分:①一次投资  $C$ , 包括基建投资和现有设备的技术改造投资;②运行维护费  $D$ , 其中包括因本系统停电向邻网购电增加的成本和向

用户赔偿所增加的成本。经折算后把这两项相加,便可得到作为可靠性的函数的系统总成本,并决定最优可靠性水平,这时总成本最小。

最优电力不足概率和容量裕度目标值举例 目前世界上许多国家或公司在电力系统的规划或运行的实践中,普遍采用概率方法或确定性方法对电力系统的备用容量的优化目标值作出规定。概率方法采用的指标一般是电力不足概率或电力不足持续时间,确定性方法采用的指标一般是容量裕度,定义为

$$\text{容量裕度} = \frac{\text{装机容量} - \text{年峰荷}}{\text{年峰荷}}$$

世界上 18 个国家在电力系统规划或运行中采用的电力不足概率和容量裕度目标值见表。北美电力可靠性协会 NERC 的 9 个区域可靠性协会采用的电力不足概率和容量裕度见北美电力系统规划设计可靠性准则。

18 个国家在电力系统规划或运行中采用的电力不足概率和容量裕度目标值

国家 (或公司)	电力不足概率 (d/a)	电力不足 持续时间 (h/a)	容量裕度 (%)
澳大利亚	0.5	16	25~35
比利时			
巴西	2.5		
芬兰		17	17
爱尔兰	0.2		
日本	0.3		
荷兰	3.65 (1%)	30	8~10*
罗马尼亚	2.92~3.65 (0.08%~1%)		
南非	6		



续表

瑞典	0.4		
英国中央发电局		1-8	28
美国	0.1*		
新西兰		50	
法国电力公司	5		
意大利	0.2		
西班牙	0.1		
加拿大安大略水电局	0.1		

注：不少国家已达到甚至超过目标值。  
\* 日本采用 8%~10% 的容量裕度中不考虑计划检修。  
\*\* 美国大多数公司采用电力不足概率为 0.1d/a。

参考书目

Juseret R. Summary of the Papers Presented to the Meeting of Study Committee 37 in Oslo (1983). Electra, 1987  
NERC. Overview of Planning Reliability Criteria of NERC. 1988

(郭永基)

概率性准则比确定性准则考虑的面更为广泛。它是用概率法求得的。对每一种事件情况计算出一个或几个可靠性指标，总的可靠性指标是各种情况的可靠性指标值，按照每种情况发生的概率加权后的值的总和。用概率法求得的可靠性指标可以得出对事故风险度的较佳估计。

静态准则和暂态准则 按照电力系统的动态或静态过程，电力系统可靠性准则又可分为暂态准则和静态准则。静态准则又称充裕度准则，它仅考虑相当长时间的各种不同的电力系统静态情况和系统中无扰动的情况。所有各种可能情况下的可靠性指标，以其发生的概率加权后之和即为其总概率性指标。暂态准则又称安全性准则，它仅考虑电力系统发生事故时的暂态过程，包括运行人员的反应能力。暂态过程的时间是很短的，例如：①暂态稳定过程时间仅为几秒或更短；②机组的无功响应时间仅为几秒；③机组带负荷能力(腰荷及峰荷机组、水电机组)时间为几分至几小时。

技术性准则和经济性准则 按研究问题的性质不同，可靠性准则也可分为技术性准则和经济性准则。技术性准则指为保证供电质量和可靠性，系统必须承受的考核和检验条件，而经济性准则是考虑经济问题，包括事故停电损失值与固定和运行费用值总费用的优化。

由于现代社会对电力系统供电可靠性和停电后迅速恢复供电提出很高的要求，因此各国对电力系统都制定了可靠性准则。例如，北美电力可靠性协会和九个协作区都制定了有关电力系统规划和运行的可靠性准则(见北美电力系统可靠性管理)。英国中央发电局在发电系统规划和设计、输电系统的规划、设计和供电安全标准方面也制定了相应的准则(见英国电力系统可靠性管理)。根据国际大电网会议的调查报告，除北美和英国外有 20 多个国家都在发电、输电或配电等方面制定了有关规划、设计或运行的可靠性准则，中国在 1981 年颁发的《电力系统安全稳定导则》中也制定了相应的准则。

参考书目

Juseret R. Reliability Criteria Used in Various Countries. Electra, No. 110, 1983  
CIGRE WG 03 of SC38. Power System Reliability Analysis and Application Guide. 1987

(吴克昌)

dianli xitong lianluoxian

电力系统联络线 (tie-line) 连接电力系统与电力系统的输电线路。电力系统联络线有多种类型：单回线或多回线，交流输电线、直流输电线或交流

dianli xitong kekaoxing zhunze

电力系统可靠性准则 (power system reliability criteria) 在规划设计或运行中为使发电和输配电系统达到所要求的可靠度所必须满足的指标、条件或规定。电力系统可靠性准则的应用范围为发电系统、输电系统、发输电合成系统和配电系统的规划、设计、运行和维修工作。它主要有概率性和确定性、静态和暂态、技术性和经济性等准则。

概率性准则和确定性准则 按照准则求得的方法可以分为两大类：①指标或参量准则。它是以概率法求得的数字或参量，表示提供或规定可靠度的目标水平或不可靠度的上限值，如电力或电量不足期望值或事故次数期望值，这类准则构成了概率性可靠性评价的基础。②性质或性能的检验准则。它是采取一组系统应能承受的事件为考核条件，如发电或输电系统的某些事故情况，这类准则构成了确定性偶发事件评价的基础，即确定性准则。准则中所采用的考核或检验条件往往选择运行中最严重的情况(如年最大峰荷情况下失去最大发电机组)，其考虑前提是如果电力系统能承受这些情况并保证可靠运行则在其余较不严重情况下也能够保证系统的可靠运行。例如发电系统的准则考虑年最大峰荷期间失去最大容量机组时的备用容量；输电系统准则则考虑各种负荷下最严重停运情况(如计划检修停运而同时电力网其他元件又发生故障等)。

与直流输电线并列使用。根据输送功率极限的大小,联络线又可分为强联系与弱联系系统联络线。电力系统交流联络线的电压等级多与电力系统主干网络的电压等级相同。在运行中,须注意解决电力系统联络线的功率波动、低频振荡、稳定等安全问题。

**强联系** 一般指联络线输送功率极限值超过互联系统中最小系统总发电运行容量的15%以上者。强联系的联络线稳定性高,在系统之间的事故支援能力强,但其中一个电力系统发生故障时对其他系统的影响也大。

**弱联系** 一般指联络线输送功率极限值小于互联系统中最小系统总发电运行容量的10%~15%者。弱联系的联络线稳定性低,在系统之间的事故支援能力弱,电力系统间相互影响也较小。

**功率波动** 联络线上不规则的功率波动,由互联的各个电力系统自身功率瞬时不平衡引起。功率波动叠加到原有的输送功率上,有可能超过弱联系联络线的稳定极限,造成互联的电力系统失去同步而被迫解列。

**低频振荡** 发生在联络线上的周期性的功率振荡,是一种不正常的现象。(见电力系统振荡)

**联络线的安全措施** ①设置自动调节联络线的输送功率使其不超过稳定极限的装置;②安装失步解列保护,一旦失去同步稳定能够迅速断开联络线,防止事故扩大。③在大容量发电机上装设电力系统稳定器,抑制功率波动和防止低频振荡。④其他,如安装过负荷解列、低电压解列等保护。

#### 参考书目

波尔特诺伊,拉比诺维奇著.电力系统稳定性的控制.张金诚,郑美特译.北京:水利电力出版社,1982  
余耀南著.动态电力系统.何大愚,刘肇旭,周孝信译.北京:水利电力出版社,1985

(王满义)

系统的发电总容量的10%~15%,属强联网。它们通常是两个系统在正常运行方式下进行功率交换,以取得经济效益,并于事故状态下能互相支援,以获得节约备用容量和提高可靠性的效益。联络线电压一般是被连电力系统的最高一级电压。通常,具有不同电源结构的系统相连,不同行业构成,不同农业季节及有时差的地区系统相联多属于此类强联网。

**联网的技术经济效益** 是否联网,应进行技术经济比较,即将联网后所获的经济效益与互联引起的联络线建设和现有网络改造所需的输变电工程,以及有关设施(如通信,调度自动化和继电保护等)的投资和年运行费进行比较后,予以取舍。

系统互联的技术经济效益有:错峰效益,调峰效益,补偿效益,备用效益,规模经济效益,能源调济效益。

(1) 错峰效益。由于各电力系统负荷特性及地理位置不同,引起最大负荷出现的时间不同。联网后综合最大负荷小于系统最大负荷之和。

(2) 调峰效益。由于联网后,水电能替代部分火电进行调峰所获得的效益。

(3) 补偿效益。补偿效益是由于系统内各水电厂所处河流来水和水库调节特性不同,联网后可进行补偿调节而获得的效益。

(4) 备用效益。联网后,可减少电力系统的负荷备用、事故备用容量,也可提高电力系统可靠性,减少停电损失等。

(5) 规模经济效益。联网后电力系统规模扩大,发电设备总容量增加,可选择造价和运行费较低的大容量机组。

(6) 能源调济效益。联网后,可以最经济地利用各种能源资源,选择优化的电源布局(包括抽水蓄能电站)和电力网最佳方案。

**联网后主要技术问题** 主要技术问题有:联络线上不规则的功率波动,低频振荡和稳定问题。

(1) 联络线上不规则的功率波动。是一种时大时小含有多种固定响应频率的持续振荡,是由于互联的各个系统自身负荷随机波动和频率变化所引起,会恶化联网后的稳定运行,导致降低联络线的输送容量。

(2) 低频振荡。由于系统中发电机采用快速励磁后,在改善系统同步力矩提高系统暂态稳定的同时,减弱了系统的阻尼力矩,联网可能会出现负阻尼,从而带来产生低频振荡的危险,影响系统的安全运行,使联络线的输送容量受到限制。

(3) 稳定问题。联网后,系统受到干扰时,可能因预先考虑的保护控制系统失控而发生稳定破坏等系统动态行为问题。

dianli xitong lianwang guihua sheji

**电力系统联网规划设计** (electric power system interconnection planning) 两个或两个以上的电力系统通过联络线实现联网所进行的规划设计。内容有:联网性质与作用,联网的技术经济效益及联网后主要技术问题。

**联网性质与作用** 一般可分为弱联网与强联网两类。当联络线静稳定功率极限容量不超过被联电力系统较小系统的发电总容量的10%~15%,属弱联网。它们通常是一侧系统向另一侧系统供应不大的电量或功率,而且其值和方向基本恒定。联络线电压不高。当联络线静稳定功率极限容量超过被联电力系统中较小



联网规划设计,一般分可行性研究与联网工程系统设计两阶段。在可行性研究中,要论证联网的必要性,联网的作用和联网效益,推荐联网输电方式(交流、直流或混合输电)、联网方案、联络线的经济输送容量、电压等级和回路数。对推荐方案作出全面技术经济分析,提出包括系统继电保护,调度控制和通信在内的工程投资估算和经济效益评价。在联网工程系统设计中,要对全电力系统进行潮流、调相调压、稳定、过电压及短路计算,提出防止在正常运行方式下联络线上功率波动和低频振荡的措施,防止在故障后由于连锁反应造成的系统失步,电压崩溃和联络线过载的措施。确定联网工程主设备参数,对继电保护、安全自动装置、调度自动化、远动和通信方式,以及联络线的频率和负荷控制提出技术要求。

#### 参考书目

萨瓦洛夫著.统一电力系统的运行方式.何大愚,南志远译.北京:水利电力出版社,1987

波尔特诺伊,拉比诺维奇著.电力系统稳定性的控制.张金城,郑美特译.北京:水利电力出版社,1982

(张惠勤)

dianli xitong moniping

**电力系统模拟屏** (electric power system mimic board) 见调度室。

dianli xitong mofu zhuangzhi

**电力系统模拟装置** (electric power system simulator) 以研究电力系统及其控制装置为目的,应用相似原理,在实验室中建立的原型电力系统的物理或数学模拟装置,又称为电力系统仿真装置。它主要用于研究电力系统的整体特性和元件特性、电力系统和控制系统的相互作用,验证新的系统理论和控制理论在电力系统中的应用,考验新的继电保护和控制装置和新的技术措施等。由于在真实的电力系统中进行上述实验受到很大限制,有时甚至是不可能的,因而必须采用仿真装置做为实验工具。

**电力系统仿真装置的种类** 电力系统仿真装置按所采用的仿真原理的不同分为物理仿真装置和数字仿真装置两类。

**物理仿真装置** 又称为物理模型或物理模拟装置。习惯上称做电力系统动态模拟的实验装置中主要部分是物理模型,即采用小型同步发电机做为大型同步发电机的模型,采用小型变压器做为大型变压器的模型,采用T型或II型网络元件组成的链型电路做为输电线模型。这些模型都是专门设计的。上述模型元件按电力系统的接线图连接组成模型电力系统。物理模

型中的现象或过程与实际系统(或称原型)中的现象或过程具有相同的物理属性。除电力系统动态模拟外,高压直流输电模拟装置和暂态网络分析仪也基本上属于物理仿真装置的范畴。

**数学仿真装置** 在这类装置中的现象或过程与实际系统(或称原型)中的现象或过程具有不同的物理属性,但两者的数学描述是相同的。数学仿真装置中按应用计算机的不同又可分为模拟、数字、模拟-数字混合式三种。

(1) 模拟仿真装置以连续变化的物理量(通常是电压)表示数学关系式中变量的计算机称为模拟计算机,模拟计算机是最常见的模拟计算装置。模拟计算装置中最主要的运算部件是直流运算放大器。模拟计算机是一种并行计算工具,适合于解微分方程,求解速度很快。除了通用模拟计算机外,还有专用的电力系统模拟仿真装置,它们也是由运算放大器组成的。

(2) 数字仿真装置以通用数字计算机或数字计算机器件为主体构成的仿真装置。硬件设备除了计算机外还有接口和输入输出设备,例如控制盘和显示终端。软件中最重要的是电力系统模型软件和接口软件。以一个微处理器进行模型计算的仿真装置是串行工作的。以多个微处理器同时进行模型计算的仿真装置是并行工作的。以多个微处理器仿真电力系统中各元件,按电力系统接线图接口,可构成全并行工作的数字电力系统仿真装置。

(3) 模拟-数字混合仿真装置由通用模拟计算机和通用数字计算机及混合机软件组成的通用混合计算机仿真装置。也有由专用的模拟装置与通用数字计算机组成的电力系统混合仿真装置。后者较前者多用。

此外,电力系统部分元件采用物理仿真,部分元件采用数学仿真,也可构成混合仿真装置。严格地说,习惯称做电力系统动态模拟的实验装置并不是纯粹的物理模型,而是物理-数学混合模型,其中发电机采用物理模型,原动机、调速器等采用数学模型。

**设计仿真装置的理论依据** 归纳如下4点。

(1) 仿真装置中的物理量的变化规律必须和真实系统中对应的物理量的变化规律一致。或者说,模型中的物理量和真实系统中对应的物理量成一定比例关系。因此可以从模型实验得到的物理量折算出真实系统中的物理量。

(2) 设计物理模型应遵循相似理论,模型中各元件的设计都应符合该种元件的相似判据。

(3) 设计模拟模型(analog model)时应使模型的标么值微分方程或传递函数与真实系统的标么值微分方程或传递函数相同。

(4) 设计数字模型时,应遵循仿真算法,所得离

散化模型应能代表连续系统模型。

**各种电力系统仿真装置的适用范围** 由于设计仿真装置时一般都忽略一些次要因素,工程上使用的仿真装置都是近似的、不完全的、相对的,要求做到精确的、完全的、绝对的仿真既不可能也不必要。通常称做电力系统动态模拟的物理模型适合于研究电力系统的机电暂态过程;用于探索尚未完全了解的现象,校验其数学模型;试验继电保护和自动装置。暂态网络分析仪(TNA)适用于研究电力系统的电磁暂态过程和内部过电压;模拟仿真装置和数模混合仿真装置可以用于实时仿真和超实时仿真,但只能用于小规模的系统,还缺乏物理本质的真实性;数字计算机为主体的仿真系统正在迅速推广应用,数字计算机通过接口装置也可以和实际设备相连,例如考核继电保护装置的仿真系统。多微处理器组成的并行工作的电力系统仿真装置正在迅速发展之中,可望用于大规模电力系统的运行研究和实验。

#### 参考书目

[苏]阿扎里也夫著,电力系统的数学模拟,韩祯祥等译,北京:中国工业出版社,1965

(顾永昌)

dianli xitong niandu yunxing fangshi

**电力系统年度运行方式** (annual operation planning of electric power system) 电力系统运行调度部门编制的指导次年内电力系统生产和运行的技术方案。主要内容有:①根据有关部门提供的资料按月做出电力系统最大发电负荷预测;②根据新的发电和输变电设备计划投产时间,按月编制电力系统最大可调出力;③与互联的各个电力系统商定电力系统联络线每月电力、电量交换计划;④根据前三项的内容按月编制电力系统的电力、电量平衡表和备用容量表;⑤发电和输变电设备检修计划进度表;⑥水库控制运用计划;⑦电力系统各厂站母线短路容量表;⑧电力系统正常与主要检修方式下的潮流分布图;⑨电力系统无功功率平衡及调整措施和电压中枢点电压水平及电压调整措施;⑩电力系统正常运行与主要元件检修的接线方式;⑪电力系统有功与无功功率的经济调度方案;⑫电力系统按频率降低自动减负荷装置整定方案;⑬电力系统主要输电线的送电极限值,电力系统稳定性分析及其提高措施;⑭电力系统各级调度所事故拉闸序位表;⑮电力系统安全自动装置整定方案及使用规定;⑯对继电保护装置配置和整定的要求;⑰对远动装置功能的要求和对通信信息传输的特殊要求等。

电力系统年度运行方式的编制从负荷预测和有功功率、无功功率平衡开始,然后进行短路容量、潮流分

布、稳定、经济调度、内部过电压、可靠性分析等专题计算,在分析计算的基础上,结合运行经验编制出年度运行方式。

**短路容量计算** 校验各厂、站的电气设备、架构和接地网能否耐受短路故障冲击。一般计算出各厂、站母线三相短路容量,再同设备、架构和接地网的设计标准(额定遮断容量)进行比较。对有效接地系统还要用单相接地短路容量再校核。如果设备不能满足要求,要采取减小短路容量(如断开环路等)、更换开关设备以至对变电所、电力网进行改造等措施。

**潮流计算** 对电力系统正常运行方式、主要设备检修运行方式及特殊运行方式(如水电大发)进行潮流分布的计算,用以检验电气设备(如输电线、联络变压器等)是否过负荷,发电厂的限制出力,电压质量,功率流向及网损等。有问题时要调整电力系统的运行方式。

**稳定计算** 计算主要输电线在电力系统正常运行方式和主要设备检修运行方式下的暂态稳定和静态稳定极限。由于静态稳定极限一般比暂态稳定极限值高得多,所以大多数输电线只计算暂态稳定极限即可。对长距离重负荷的线路、与系统联系薄弱的末端且又带有大容量发电厂的线路或从运行经验得知静态稳定极限较低的线路须进行静态稳定的校验计算。根据稳定计算结果编制出输电线路送电极限值表(在不同运行方式下可能有不同的极限)。此外,还要对电力系统按电压等级分层、按地区分块进行稳定性分析,对一些特殊问题(如低频振荡、大量受电地区的安全等)还要进行专门的计算分析,以制定提高安全稳定性的技术措施。

**经济调度计算** 对电力系统有功负荷和无功负荷进行最佳分配的计算,求得能源消耗和网损最小,从而提高电力企业的经济效益。(见电力系统经济调度)

**电力系统内部过电压计算** 在电压等级较高(如400 kV及以上)的电力网有时需要进行内部过电压计算,以保证在发生故障或倒闸操作时电气设备不因过电压而损坏。为限制系统内部过电压,在运行方式上通常采取的做法是:保持电力系统较强的联系;安排足够容量的发电机组投入运行;投入电抗器;规定倒闸操作的必要条件等。

**电力系统可靠性分析** 年度运行方式确定之后,应进行可靠性分析,重点是接线方式的可靠性。

(王满义)

dianli xitong pinlv

**电力系统频率** (frequency of electric power system) 电力系统中同步发电机产生的交流正





弦基波电压的频率。在稳态条件下各发电机同步运行,整个电力系统的频率是相等的,它是一个全系统一致的运行参数。电力系统的额定频率为 50 Hz 或 60 Hz,中国及欧洲地区采用 50 Hz,美洲地区多采用 60 Hz。

电力系统的频率仅当所有发电机的总有功出力与总有功负荷(包括电网的所有损耗)相等时,才能保持不变,而当总有功出力与总负荷发生不平衡时,各发电机组的转速及相应的频率就要发生变化。电力系统的负荷是时刻变化的,任何一处负荷的变化,都要引起全系统功率的不平衡,导致频率的变化。电力系统运行时,要及时调节各发电机的出力(通过调节原动机动力元素——蒸汽或水等的输入量),以保持频率的偏移在允许的范围之内。

电力系统中的发电与用电设备,都是按照额定频率设计和制造的,只有在额定频率附近运行时,才能发挥最好的功能。系统频率过大的变动,对用户和发电厂的运行都将产生不利的影响。系统频率变化对用户的不利影响主要有三个方面:①频率变化将引起异步电动机转速的变化,由这些电动机驱动的纺织、制纸等机械的产品质量将受到影响,甚至出现残、次品;②系统频率降低将使电动机的转速和功率降低,导致传动机械的出力降低;③工业和国防部门使用的测量、控制等电子设备将受系统频率的波动面影响其准确性和工作性能,频率过低时甚至无法工作。电力系统频率降低时,将对发电厂和系统的安全运行带来影响,如:①频率下降时,汽轮机叶片的振动变大,影响使用寿命,甚至产生裂纹而断裂。②频率降低时,由异步电动机驱动的火电厂厂用机械(如风机、水泵及磨煤机等)的出力降低,导致发电机出力下降,使系统的频率进一步下降。特别是频率下降到 46~47 Hz 以下时,可能在几分钟内使火电厂的正常运行受到破坏,系统功率缺额更为严重,使频率更快下降,从而发生频率崩溃现象。③系统频率降低时,异步电动机和变压器的励磁电流增加,所消耗的无功功率增大,结果引起电压下降。当频率下降到 45~46 Hz 时,各发电机及励磁机的转速均显著下降,致使各发电机的电动势下降,全系统的电压水平大为降低。如果系统原来的电压水平偏低,还可能引起电压不断下降,出现电压崩溃现象。发生频率或电压崩溃,会使整个系统瓦解,造成大而积停电。

频率质量是电能质量的一个重要指标。中国《电力工业技术管理法规》规定,大容量电力系统的频率偏差不得超过 $\pm 0.2$  Hz,一些工业发达国家规定频率偏差不得大于 $\pm 0.1$  Hz。

电力系统所有发电机组的原动机均装有自动转速调整器(简称调速器),能自动地将频率控制在一定的

范围内。调速器的调频作用,一般称为频率的一次调整,是最基本的调频措施。为了使并列运行的发电机组间有确定的有功功率分配关系,调速器均做成有差调节特性,所以单靠这一调整,通常不能满足要求,还需要由人工或自动调频装置改变某些发电厂(称为调频厂)中发电机调速器的特性,将频率调整到要求的范围内,这种作用称为频率的二次调整。对于大型电力系统,需要多个发电厂共同参与二次调整,还要考虑各调频机组间的功率经济分配以及联络线中交换功率的限制。这种频率-功率联合控制要用自动调频系统来实现(见电力系统频率调整)。

(吴国炎)

dianli xitong pinlu bengkuai

## 电力系统频率崩溃 (frequency collapse)

电力系统或被解列后的局部系统出现较大有功功率缺额时,频率大幅度下降,影响汽轮发电机组出力降低或跳闸,造成频率进一步下降,系统有功出力进一步减少的恶性循环,使电力系统或局部系统大停电。

当电力系统在正常频率下运行,出现不大的有功功率缺额,运行频率会有少许下降,但因负荷相应减少(负荷频率特性的作用)和系统有功备用容量的作用,将使频率稳定于新的数值,系统是稳定的。如果有功功率缺额大于系统有功备用容量的数值较多,则运行频率就不能稳定于较高的数值而不断下降,如果不能采取紧急措施,迅速及时撤减相应容量的负荷,则系统将走向频率崩溃。

频率下降对汽轮发电机组与核能机组的影响 ①汽轮发电机组的辅助设备,如水泵、风机和磨煤机等均由交流异步电动机拖动,当频率下降到 48~47 Hz 时,其出力将显著降低。②为了保护发电机组本身不遭受超过设计允许的频率-时间特性的异常频率运行的损害,许多大型发电机组都装有动作于切机的低频保护。③核电厂反应堆的冷却介质泵,对频率有严格要求,当频率降到一定数值时即跳闸,使反应堆停止运行。

预防措施 ①电力系统保有负荷备用容量和事故备用容量。②装设按频率降低自动减负荷装置,其动作频率的整定应使大型汽轮发电机不致因频率降低而跳闸;同时还要制定紧急事故时手动切除负荷的序位(见事故拉闸)。③制定保持发电厂厂用电的措施。如当系统频率降到某一数值时,部分机组自动与系统解列,并向与其发电出力相当的负荷(包括厂用电)供电以保持频率为额定频率;这些机组在频率崩溃后作为起动电源,可以加快电力系统的恢复供电过程。也有的在火电厂安装燃气轮机作为事故备用电源。

(惠子厚)

dianli xitong pinlu texing

**电力系统频率特性** (frequency characteristics of electric power system)

当电力系统电压不变时,电力系统有功功率对频率的相关关系。电力系统频率特性包括负荷频率特性和发电频率特性,又分为频率静态特性和频率动态特性。电力系统频率特性的最大特点是,在一般运行情况下,系统各点的频率值基本相同。电力系统频率特性是电力系统频率调整装置、按频率降低自动减负荷装置、电力系统间联络线交换功率自动控制装置等进行整定的依据。

**负荷频率静态特性** 不同种类的负荷对频率的变化关系各异,有的与频率无关,有的与频率的一次方、二次方或更高次方成正比(见负荷静态特性)。在电力系统运行管理中以负荷频率静态特性常数表示负荷对频率的变化关系,如  $K_L = \frac{\Delta P_L \%}{\Delta f \%}$ , 式中  $K_L$  为负荷频率静态特性常数,也称电力系统的负荷频率调节效应系数,其数值随负荷组成的不同而各异,一般在1~3的范围之内; $\Delta P_L$  为系统负荷变化量的百分值; $\Delta f$  为系统频率变化量的百分值。

**发电频率静态特性** 系统内的发电机组,当频率变化时其调速系统自动地改变汽轮机的进汽量或水轮机的进水量,从而增减发电机组的输出。以发电机组频率静态特性常数表示发电机组出力对频率变化的调节效应,即  $K_G = -\frac{\Delta P_G \%}{\Delta f \%}$ , 式中  $K_G$  为发电机组频率静态特性常数,也称发电机组调速系统频率特性曲线斜率,其倒数为调速系统的调差系数,全电力系统所有发电机组的总和的  $K_G$  可根据每台机组的数值经过计算得出近似值; $\Delta P_G$  为发电机组有功功率变化量百分值; $\Delta f$  为系统频率变化量百分值,负号表示当运行频率下降时发电机有功出力增加,而运行频率升高时发电机有功出力减少。

**电力系统频率静态特性** 负荷频率静态特性和发电频率静态特性的组合,表示为:  $\frac{\Delta P \%}{\Delta f \%} = \rho K_G + K_L$ , 式中  $\Delta P$  为电力系统有功功率变化量百分值; $\Delta f$  为系统频率变化量百分值; $\rho$  为备用容量占系统总有功负荷的百分值。电力系统有足够的备用容量时,发生功率缺额只会引起不大的频率下降;如无备用容量(即上式中  $\rho=0$ ),则系统的频率下降将很大,因为这时的系统频率下降仅决定于负荷的频率静态特性。

**电力系统频率动态特性** 电力系统的有功功率平衡突然遭到破坏时,系统的频率将从正常的稳定值过渡到另一个稳定值。这种频率变化过程反映了系统的频率动态特性。它与系统有无备用容量、负荷的频率调

节效应系数及电力系统内旋转机械的惯性时间常数等有关。因条件不同,系统频率可能非周期性地逐步下降,也可能经波动衰减到某一稳定值;系统的惯性时间常数越大,系统频率变化过程所经历的时间就越长。

(惠子厚)

dianli xitong pinlu tiaozheng

**电力系统频率调整** (frequency regulation of electric power system)

对发电机组有功出力进行调整使电力系统频率的变动保持在允许偏差范围(见电力系统频率)。频率调整是保证供电质量的一项重要措施(见电力系统频率异常运行),它包括瞬时偏差调整和积累偏差调整。频率瞬时偏差调整方法为利用发电机组调速器的有差特性调频。频率积累偏差调整为短时间改变频率调整目标值。

**频率瞬时偏差的调整** 当电力系统负荷发生微小变化时,发电机组调速器可以自动地调节发电机组出力,保持频率在一定范围之内,这是利用发电机组调速器有差特性调频,也称为一次调节。当电力系统负荷有较大和较长时间的变化时,改变调速器的工作点增减发电机组出力以保持系统频率,这称之为二次调节。二次调节可经运行人员手动操作或依靠自动装置来完成,它们分别被称为手动调频和自动调频。

(1) 手动调频。在调频发电厂,由值班人员根据系统频率的变动调节发电机组的出力,使频率维持在规定的范围之内。有的电力系统把调频发电厂分为主调频厂(亦称第一调频厂)和辅助调频厂(亦称第二调频厂),并分别规定其频率调整偏差范围。手动调频的缺点是反应速度慢,在调整幅度较大时,往往不能满足频率质量的要求。同时值班人员操作频繁,劳动强度大。

(2) 自动调频。这是现代电力系统采用的调频方式。自动调频是通过装在发电厂和调度所的自动装置随系统频率的变化自动增减发电机的发电出力,保持系统频率在极小范围内波动。自动调频是电力系统调度自动化的组成部分,它具有完成调频、经济调度和系统间联络线交换功率控制等综合功能。(见有功功率与频率自动控制、电力系统经济调度控制)

**频率积累偏差的调整** 频率积累偏差表现在电钟指示与标准钟的偏差。工业发达国家一般规定电钟偏差不超过10s。中国电力工业部颁发的《动力系统调度管理规程》规定:系统电钟在任何时间的偏差不应超过 $\pm 1$  min。对于容量较大的系统不应超过 $\pm 30$  s。电钟误差的调整是在允许偏差范围内短时间改变频率调整的目标值,直至电钟误差为零。

**参考书目**

浙江大学主编, 电力系统自动化, 北京: 电力工业

出版社, 1980

(惠子厚)

dianli xitong pinlv yichang yunxing

**电力系统频率异常运行** (abnormal frequency operation of electric power system)

电力系统频率变动超出允许偏差的运行状态。其产生原因是电力系统有功功率失去平衡。频率异常运行对电力系统本身和用户都有危害,一旦出現須立即采取措施使频率恢复正常。

**频率允许偏差** 一些工业发达国家规定频率偏差不得超过 $\pm 0.1\text{ Hz}$ ,电钟误差在 $\pm 5\text{ s}$ 以内。中国电力工业部颁发的《动力系统调度管理规程》规定,频率偏差不得超过 $\pm 0.5\text{ Hz}$ ,电钟误差任何时候不大于 $1\text{ min}$ ;又规定,容量较大的电力系统频率偏差不得超过 $\pm 0.2\text{ Hz}$ ,电钟误差不应大于 $\pm 30\text{ s}$ 。

**频率异常原因** 电力系统发电出力不足则频率降低;发电出力过剩则频率升高。其原因有:①电力系统发生事故失去大电源或造成系统解列,而解列后的局部系统有功功率失去平衡;②由于气候变化或意外灾害使负荷迅速突变;③在电力供应不足的电力系统缺乏有效地控制负荷的手段;④高峰负荷期间,发电出力的增长速度低于负荷的增长速度,低谷负荷期间发电最小出力大于低谷负荷。

**频率异常运行的危害** 危害分为对电力系统和对用户两方面。①对电力系统本身的影响。频率异常影响汽轮机组寿命,并使汽轮机叶片因共振而折断,导致汽轮机的严重机械损伤(为此大型汽轮机均装有低频保护);频率低到一定程度,会使核能机组因冷却介质泵跳闸而停止发电;频率下降过多则影响发电厂厂用电设备不能正常运行,减少发电厂出力或使大型汽轮机组及核能机组因其低频保护动作而跳闸,导致系统频率崩溃(见电力系统频率崩溃)。②对用户的影响。使产品质量不均匀或出现次品;在使用水泵、风机的矿井可能危及井下安全;使电子计算机可能产生误差,特别是对外围设备的磁盘影响较大;广播电台播放录音节目因长时间低频率而延长播放时间;降低电钟的准确度。

**防止对策** ①电力系统保有负荷备用和事故备用容量,电力供应不足的系统,必须事先限制一部分用户的负荷,除使发电出力与负荷平衡之外,还须有一定裕度。②严格控制频率偏差,不使超过规定范围。③在调度所或变电所装设直接控制用户负荷的装置,并备有事故拉闸序位表。④在系统内安装按频率降低自动减负荷装置和在可能被解列而功率过剩的地区装设按频率升高切除发电机等装置。

(惠子厚)

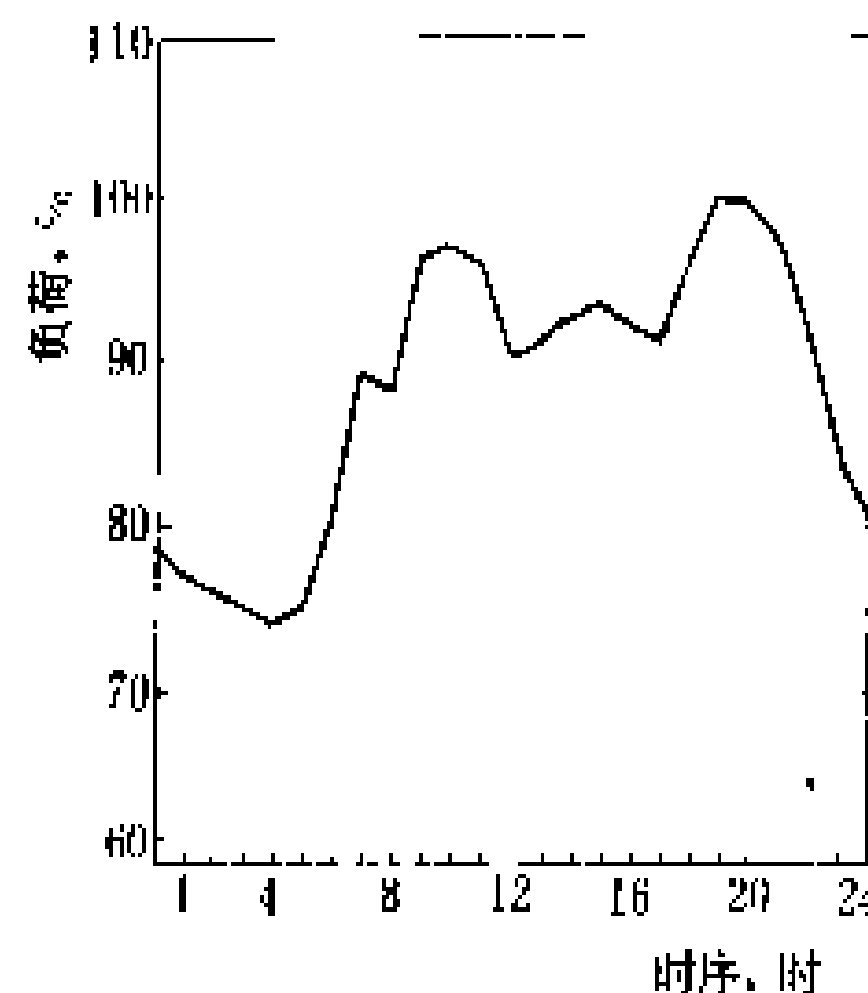
dianli xitong ridaodu jihua

**电力系统日调度计划** (daily operation planning of electric power system)

由电力系统调度部门编制的指导电力系统每日生产运行的计划。编制目的是为了保障负荷需要并供给质量合格的电能,使电力系统运行安全稳定和获得最大经济效益。其主要内容有:每日24小时负荷预测,发电机组和输变电设备检修计划,水库放水计划,联络线送受电计划,电力平衡计划,电力系统运行接线方式,继电保护与安全自动装置定值变更计划和反事故措施等。电力平衡计划与电力系统运行接线方式是电力系统日调度计划的核心内容,二者又合称为电力系统日运行方式。

**负荷预测** 将每日24小时各时的实际负荷值连成曲线,称之为电力

系统日负荷曲线,如图所示。从曲线可看出,高峰负荷出现在上午和傍晚,而以傍晚的负荷最大;低谷负荷在夜间。除特殊的节假日外,相近日期的或同一周日的日负荷曲线形状基本相同,每日对应时刻的



电力系统日负荷曲线

负荷值变化不大,而且这种变化符合正态分布规律。利用日负荷曲线的这一特性,可以进行负荷短期预测,即数日内的每日24小时负荷预测。

**发电机组和输变电设备检修计划** 日调度计划的检修安排,以尽可能完成长期(年、季、月)检修计划为主。日计划中要确定发电机组与主要输变电设备停止运行转入检修或检修完工转入运行(或备用)的具体时间。在安排设备检修时,要考虑电力网中功率分布的变化,避免运行设备过负荷和局部电压异常,要保证必需的供电可靠性和系统运行稳定性,特别要保持足够的发电容量以满足最大负荷和运行备用容量的需要。

**水库放水计划** 对于多年调节水库或以发电为主的水库,在水库调度计划的基础上,考虑水电厂的出力满足高峰负荷的需要并作为备用容量。对于梯级水电厂,则要协调各梯级水电厂之间的发电放水以求得最大经济效益。

**联络线送受电计划** 在联合电力系统中,系统联络线送受电是按事先商定的协议(或合同)实行的。在编制日调度计划时要考虑联络线送受电协议有否改变,如有改变要按变更后的新协议内容执行。

**电力平衡计划** 上述四项计划安排后,即可编制电力平衡计划。主要是作出全天24小时系统总发电曲

线和各发电厂的发电计划(包括各时应发电力和机组开停时间表)。在编制系统总发电曲线时除考虑发电厂用电和线路损失外,还考虑相当高峰负荷的10%~15%的负荷备用和事故备用容量(见电力系统运行备用容量)。在编制各发电厂的发电计划时,要把系统总负荷按照经济调度的原则分配到各个发电厂,机组开停要进行优化组合,使电力系统获得最大经济效益。

**系统运行接线方式** 在年度运行方式中,已经编制了电力系统正常的和主要设备检修的运行接线方式,在日调度计划中只需根据检修安排并结合系统实际情况对原定运行接线方式进行修订即可。(见电力系统运行接线方式)

**继电保护与安全自动装置定值变更计划** 这些装置的定值与运行状态有时因系统运行接线方式的变化或本身的校验与维修而改变,在日调度计划中对这些改变要逐项说明。

**反事故措施** 根据检修安排和运行接线方式的特点,在系统中选择薄弱环节作为发生故障的假想对象,然后考虑事故处理对策和事故后运行方式,编制成典型事故处理方案。对重大操作的操作内容、步骤和注意事项编制成典型操作方案。将典型事故处理方案和典型操作方案及其他注意事项汇编成反事故措施。

日调度计划在前1~2日编制出来并下达到各有关单位,同时送到电力系统调度值班室以便执行。

(王满义)

dianli xitong rifuhe fengguocha

**电力系统日负荷峰谷差** (difference between daily peak and valley load of electric power system) 电力系统每日最大负荷与最小负荷之差。积累电力系统负荷峰谷差的资料用以:①研究电力系统调峰措施;②作为电力系统调整负荷节约用电措施的依据;③提供电力系统电源规划的参考条件。

负荷组成、季节变化和节假日是影响负荷峰谷差数值的主要因素。法国电力系统负荷峰谷差冬季约为最大负荷的15%,而夏季的约为30%。日本电力系统负荷峰谷差冬季约为最大负荷的35%,而夏季的约为50%。中国各跨省电力系统的负荷峰谷差一般约为最大负荷的30%。

为适应日负荷变化的需要,保证供电质量,电力系统需要有足够的有功调节容量,特别要有可以快速启动并快速带满负荷的调峰容量,为此,除广泛采用水电机组调峰外,在以火电为主的电力系统则应装设调峰机组,如安装抽水蓄能机组,在低谷时抽水,高峰时发电,既增加高峰时发电出力又改善负荷曲线。为减小负

荷峰谷差,常采取负荷管理办法如对低谷时用电的用户在电价上予以优惠的鼓励办法。

见电力系统调峰。

(惠子厚)

dianli xitong rifuhe

**电力系统日负荷率** (daily load factor of electric power system) 电力系统中一昼夜内平均负荷与最大负荷的比值。其中平均负荷由日电量除以24h后得出。日负荷率通常写作 $\gamma$ ,它表示负荷的平稳程度,其值越高,说明负荷在一天内的变化越小。较高的日负荷率有利于电力系统的经济运行,所以,各国都很注重提高日负荷率的工作。

**日负荷率在电力规划中的应用** 电力系统规划设计中,日负荷率 $\gamma$ 与日最小负荷率 $\beta$ (见电力系统负荷曲线)一起用来进行以下分析工作。

(1) 进行电力平衡,初步确定水电站的工作容量和总装机容量(见电力系统工作容量)。

(2) 初步确定水电站的运行方式、地区间和联络线的功率分布和电力网的潮流分布。

(3) 确定调峰容量,选择合适的调峰方式。

**影响日负荷率的主要因素** 电力负荷的组成和用电状况直接影响日负荷率的大小,影响因素归纳如下。

(1) 地区用电构成比例及工厂生产班次的影响。电力系统中有连续用电的三班制工业用户和非连续用电的两班制或一班制用户。三班制的 $\gamma$ 、 $\beta$ 值均较高,例如黑色金属工业、有色金属冶炼和造纸工业等三班制工厂的 $\gamma$ 值在0.85以上, $\beta$ 值为0.7以上,负荷曲线平坦。两班制如有色金属采选等工厂的 $\gamma$ 值为0.75~0.84, $\beta$ 值为0.6左右,负荷曲线有一定波动。而城市生活用电的 $\gamma$ 值为0.4以下, $\beta$ 值为0.2以下,负荷曲线波动较大。因此,若系统中三班制用电所占比重越大, $\gamma$ 和 $\beta$ 值就越高。

(2) 调负荷手段的影响。若将高峰用电时的部分负荷调节至低谷用电时,则改变了负荷曲线形状,提高了 $\gamma$ 和 $\beta$ 值。

(3) 季节性 & 气象变化条件影响。由于在不同季节受日照时间变化及晴雨天气变化的影响,同一地区不同季节的 $\gamma$ 值不同。例如法国1985年冬天典型日的 $\gamma$ 值为0.928夏天则为0.848。

(陈淑真)

dianli xitong rongliang

**电力系统容量** (installed capacity of electric power system) 电力系统中各类发电厂机组额定容量的总和,也称系统装机容量、系统发电设备容



量。电力系统规划设计中还要考虑工作出力、负荷备用容量、事故备用容量、检修备用容量、受阻容量、空闲容量、重复容量、系统可调容量及预想出力等。

**工作出力** 等于系统中运行机组所担负的有功负荷,随着负荷变化而变化。

**负荷备用容量** 接于母线立即可带负荷的旋转备用容量,用以调节系统短时间的负荷波动和负荷预测误差,使系统能经常保持在额定频率下运行,其数值根据系统容量及冲击负荷的大小而定,一般取系统最大发电负荷的2%~5%,大系统取较小值,小系统或有冲击负荷的取较大值。

**事故备用容量** 在规定时间内可供调用的容量,是发电机组事故停运时能保证用户供电可靠性所需要的容量。它与系统容量、机组台数、单机容量、机组强迫停运率及对供电可靠性要求等有关,其数值应根据可靠性计算确定。电力不足概率的取值各国不同,目前美国、加拿大等国的一些电力系统取值为0.1 d/a(即10年中有1天电力不足),有的国家取值为0.4 d/a。当系统电力不足概率没有规定,机组强迫停运率缺少资料时,事故备用容量一般可取系统最大发电负荷的10%,但不小于系统中一台最大机组的容量。

**检修备用容量** 为系统中发电设备能进行定期检修而设定的。应按有关规程规定,结合系统负荷特性、水电容量比重、水电调节性能等因素确定。系统年负荷曲线静态下降系数小、水电比重大、水电调节性能差、空闲容量多的情况,检修备用容量则可少一些;反之,则要多一些。

**系统总备用容量** 负荷备用容量、事故备用容量及检修备用容量之和为系统总备用容量,一般取最大发电负荷的25%左右。

**受阻容量** 由于发电设备存在缺陷不配套,无调节库容的水电厂在枯水期,或虽有库容但水头消落过大,使机组出力达不到额定的容量;抽汽供热的凝汽机组在供热期出力下降。在电力平衡中应将受阻容量扣除。

**空闲容量** 水电厂受日保证电量及其利用方式所限而使全厂出力达不到预想出力的容量,它可用作本厂的事故备用和检修备用,但不能作为系统的事故备用。

**重复容量** 电力系统为补偿受阻容量以满足电力平衡需要而增设的容量。

**系统可调容量(或称可用容量)** 系统中可供统一调度分配的有功容量,它等于系统容量与计划检修容量、临时检修容量、受阻容量和空闲容量(扣除作为本发电厂事故备用和检修备用之后)之差。

**预想出力** 水轮发电机组在某一保证率(一般指

设计保证率)时不同水头下的最大出力。当运行水头等于或大于额定水头时,预想出力等于额定出力;当运行水头小于额定水头时,预想出力均小于额定出力。水力发电厂的预想出力是全厂各水轮发电机组预想出力之总和。

(雷衍鸿)

dianli xitong shebei jianxiu diaodu guanli

**电力系统设备检修调度管理** (maintenance scheduling of electric power system) 电力系统调度部门对电力设备检修计划进度、检修申请与批答和检修竣工等的管理工作。

**检修计划进度表的编制** ①利用负荷的变化恰当安排检修容量。在系统最大负荷比较小的季节多安排一些发电机组检修。②考虑不同类型机组的运行条件。如供热机组在供热季节前安排检修,水轮发电机组在洪水期之前检修等。③考虑系统安全运行的需要。如在春雨或雷雨季节之前安排对输变电设备的清扫、预防性试验等。④考虑设备的检修周期及设备需修的缓急程度。⑤避免重复停电。应考虑输变电设备的统一检修,考虑电力设备与用户用电设备的统一检修。⑥有些电力系统在安排发电设备检修容量时运用了等风险度原则,即在全年各个时期系统的缺电风险度基本相等。

检修计划进度表分为年、季、月的,由调度部门同发电、输变电的管理部门协商编制。

(1) 发电设备年度检修计划进度表,一般在上一年度末编制完成,主要步骤是:首先预测当年各月电力系统最大用电负荷,以此为基础,再计入预测的厂用电量、线损和运行备用容量,则得出电力系统最大需求电力。然后根据当年发电设备投产计划排出各月电力系统最大可调出力。最大可调出力与最大需求电力之差为容许的检修容量。在不超过容许的检修容量前提下,根据各电力系统检修规程等有关规定和设备缺陷情况排出全年大小修计划进度表,并留出一定的临时检修容量。当电力系统容许检修的容量不足,而又必须检修时则要做好限制一部分用电负荷的安排或组织与大容量用户用电设备统一检修。

(2) 输变电设备检修计划进度表,应根据检修规程等有关规定进行编制,排出全年各月主要输变电设备的检修计划进度。

(3) 编制季、月检修计划进度表。它们是完成年度计划进度的具体保证,同时根据电力系统当时的实际情况对年度计划进度做必要的调整,使检修安排更符合实际。季、月检修计划进度表一般在当季、月之前编制完成。

**检修的申请与批答** 检修设备的开工日期虽然已



在检修计划进度表中排定,但在开工前的一日至数日内还必须由所在单位向调度部门正式办理申请手续。当申请手续得到批准后,在开工前若干小时内还要经电力系统值班调度员进行必要的倒闸操作并正式下达施工命令。这些程序完成后,才能开工检修。申请与批复手续是保障系统安全稳定运行所必需。特殊情况下的临时性检修和事故抢修,检修单位可随时向值班调度员提出申请。

**设备检修报竣工制度** 设备检修完工之后,必须由所在单位向电力系统值班调度员正式报竣工,并经调度员进行必要的倒闸操作之后将设备恢复到运行(或备用)状态。没有得到调度员的批准,不能擅自将设备转为备用状态,更不能自行投入运行。

(王满义)

dianli xitong sheji

**电力系统设计** (electric power system planning) 见电力系统中期发展规划。

dianli xitong shishi fuhe yuce

**电力系统实时负荷预测** (real time load forecasting of electric power system) 利用电力系统实时信息和历史数据对未来时刻的电力系统负荷进行预测。它是能量管理系统(EMS)中的一项实时功能。一般预测的对象是电力系统总有功负荷及系统中各个节点的有功负荷与无功负荷。

**负荷预测的目的与意义** 对未来的系统负荷情况的预测是制定电力系统运行计划(或称发电计划)的依据。电力系统运行的特点是任何时刻发电机发出的功率必须紧密跟踪系统负荷的需求(包括电力网中的功率损耗及厂用电),以保持电力系统频率恒定。根据预测负荷来制定发电计划,决定机组间的负荷分配、水火发电机组的协调、机组起停及与相邻系统间的功率交换等。这种负荷预测称为短期负荷预测。一般预测下一天至两天每小时的负荷,最长预测周期为一周。此外,为保证系统安全运行,调度员在进行某项系统操作或改变运行方式前,需根据未来时刻的负荷情况进行潮流计算以判断改变运行方式后系统是否安全,是否会发生越限事件。调度员也需要对未来时刻的系统在某种预想事故(例如某一台发电机或某一条线路事故断开)条件下进行系统潮流计算以作出安全评定。凡此种种都需要对负荷进行预测。这种预测的周期较短,一般是数分钟至几十分钟后的负荷,称为超短期负荷预测。

在现代化调度中心,短期负荷预测与超短期负荷预测都可以在实时环境中进行,称为实时负荷预测。即根据在线计算机的实时数据与历史数据按规定的周期

启动在线程序进行负荷预测。如果不具备实时条件,短期负荷预测也可以根据历史的负荷记录数据进行离线计算预测。而超短期负荷预测由于周期短、预测频繁,只能在实时环境中进行。

**负荷预测的及时性与准确性**对电力系统运行及电能生产费用有很大影响。系统调度必须事先掌握负荷情况并安排好电源以满足负荷的需要,同时需考虑足够水平的备用以适应预测固有的不确定性以及运行机组可能发生的强迫停运。备用容量及旋转备用容量是根据运行的可靠性及安全性来确定的。由于机组留有备用,使运行机组在非最高效率工况下运行,要付出一定的代价。减少预测误差可降低备用水平而不影响系统运行的安全性与可靠性,并使运行费用最低。预测负荷偏高或偏低均能导致运行费用的增加。1985年英国电力系统的资料表明,负荷预测增加1%的误差将导致英国电力系统每年增加1000万英镑的运行费用。

**实时负荷预测的实现与组成** 实时负荷预测是由在线计算机的软件实现的。它有负荷预测模型、数据源及人机界面三个主要的组成部分。

(1) 负荷预测模型。说明对负荷的描述与算法。一般根据负荷历史数据的分析决定预测的模型及参数。

(2) 数据源。包括历史的负荷及气象数据库,参数数据库,调度员输入的数据,EMS中AGC(自动发电控制)功能得到的实时数据及气象预报数据等。

(3) 人机界面。人工输入数据包括气象数据的更新,负荷预测的参数等。

**负荷预测的模型与算法** 各个电力系统由于负荷的构成不同因而负荷预测模型也各不相同。一般影响系统负荷模型的主要有4个因素:经济、时间、气象及随机影响。系统供电范围的经济环境(包括人口、工业水平、农业、居民用电设备的拥有情况等)对用电的需求有明显的影 响,但对短期及超短期负荷预测来说,这个因素可看成基本不变。时间因素对负荷存在明显的几种周期变化,即一年中四季变化,一周中7天的变化及一天之内24小时的变化等。法定的节假日对负荷的影响也很大。气象条件对负荷的影响较大。尤其是工业发达国家,由于使用电取暖及空调设备较多,对气象因素敏感。农业用电也受天气影响。除以上因素外,其他数量众多不易一一考虑的因素都归入随机因素。

系统总有功负荷的实时预测模型与算法有多种。其中谱分析方法及鲍克斯-詹金斯(Box-Jenkins)模型是常用的两种,有一定代表性。其他还有谐波分析模型及多相关一阶线性模型等,算法均较为简单,但由于能考虑的因素较少,预测的准确性不太高。

(1) 谱分析模型。考虑负荷变化有明显的一周及一



天的变化周期。根据近期(几周内)的负荷历史数据统计出一周内每天每小时的平均负荷。 $t$ 时刻的负荷即为该时刻的平均负荷加上该时刻的负荷变化余量 $z(t)$ 。各个时刻的 $z(t)$ 是一个非平稳的随机序列。用频谱展开方法分解后具有的形式为

$$z(t) = \sum_{i=1}^N \alpha_i f_i(t) + \nu(t)$$

式中 $f_i(t)$ 为负荷时间序列自校正功能的特征函数,由近期负荷历史数据求得; $\alpha_i$ 为模型参数,也由负荷历史数据求得; $\nu(t)$ 为误差项,假定为白噪声。

谱分析方法能较为精确地描述非平稳随机过程。因此这个模型具有较强的适应天气因素变化的能力,具有较好的预测精度。谱分析方法要由历史数据的负荷变化余量形成 $Q$ 矩阵,求解 $Q$ 矩阵的特征值及特征向量才能求解出特征函数 $f_i(\cdot)$ 及参数 $\alpha_i$ ,计算量比较大。

(2)鲍克斯-詹金斯模型。利用了时间序列方法,又称ARMA模型。预测负荷的形式为

$$z(t) = Y_p(t) + Y(t)$$

式中 $Y_p(t)$ 为正常天气模式下各小时的负荷分量; $Y(t)$ 为附加的残差项,它反映天气模式与正常情况的差别及随机相关效应。在ARMA模型中,残差项可表示为

$$Y(t) = \sum_{i=1}^n a_i Y(t-i) + \sum_{k=1}^{n_u} \sum_{j_k=0}^{m_k} b_{jk} u_k(t-j_k) + \sum_{k=1}^H C_k W(t-k)$$

式中 $u_k(t)$ 为 $n_u$ 个天气因素的输入,也可作为系统中不同地区的天气效应; $W(t)$ 为零均值的白噪声,反映负荷的随机变化; $a_i$ 、 $b_{jk}$ 、 $C_k$ 及 $n$ 、 $n_u$ 、 $m_k$ 、 $H$ 都是模型的参数,是未知常数,都需要由仿真法辨识。

短期负荷预测及超短期负荷预测的模型基本相似,只是在所取历史数据的长短及采样间隔上有所不同。

**节点负荷的预测** 节点的负荷不直接进行预测。根据各个节点的历史负荷数据统计出两个比例系数:各节点在一天中几个时段的有功负荷与相应时段的系统总有功负荷的比例系数;各节点在一天中几个时段无功负荷与有功负荷的比例系数。由这些比例系数及各个时段系统总有功负荷即可计算出各个节点每个时段的预测有功负荷及无功负荷。

#### 参考书目

Laing W D, Smith D G C. A Comparison of Time Series Forecasting Method for Predicting. The CEGB Demand, 1985

(王世媛)

dianli xitong shiguhou yunxing fangshi

**电力系统事故后运行方式** (post-fault operation planning of electric power system)

为电力系统在发生事故之后可以暂时维持运行而编制的非正常运行方式。事故后运行方式多是针对电力系统运行上的薄弱环节按可能发生的影响较大的事故而编制的。电力系统处于事故后运行方式时,其可靠性下降,作为向正常运行方式过渡的临时运行方式,其持续时间应尽量缩短,并主要取决于:①电力系统各级调度人员能否迅速正确地处理事故;②备用设备投入运行的速度;③被事故损坏设备的修复或采取替代措施的速度。研究电力系统发生事故后的状态并编制出相应的运行方式,可以指导各级调度人员正确处理事故,减少对用户的影响,并可事先采取各种防范措施。

事故后运行方式的主要内容包括:①制定事故后的电力平衡方案,以维持频率和电压值在允许范围内。确定功率过剩时调整出力的电厂以及关停的机组;确定功率缺额时某些发电机组临时过负荷的数额及时间、紧急调用的备用机组和必要时切除的负荷。②确定对已停电的用户尽快恢复供电的措施。③提出应急的接线方式消除设备过负荷。④经过计算,事先给出事故后主要输电线路的稳定极限,供调度人员及时应用。⑤提出最优并列方案,使解列的系统尽快恢复并列。⑥减少水电厂弃水的措施。⑦紧急情况下各发电厂保厂用电的措施。⑧紧急事故拉闸序位表。⑨继电保护与自动装置紧急调整方案。⑩防止事故扩大的措施。

应将电力系统事故后运行方式编写成文字资料置于各级调度人员的案头或存贮于计算机中,以备随时取用。

(王满义)

dianli xitong shuzi fangzhen

**电力系统数字仿真** (electric power system digital simulation)

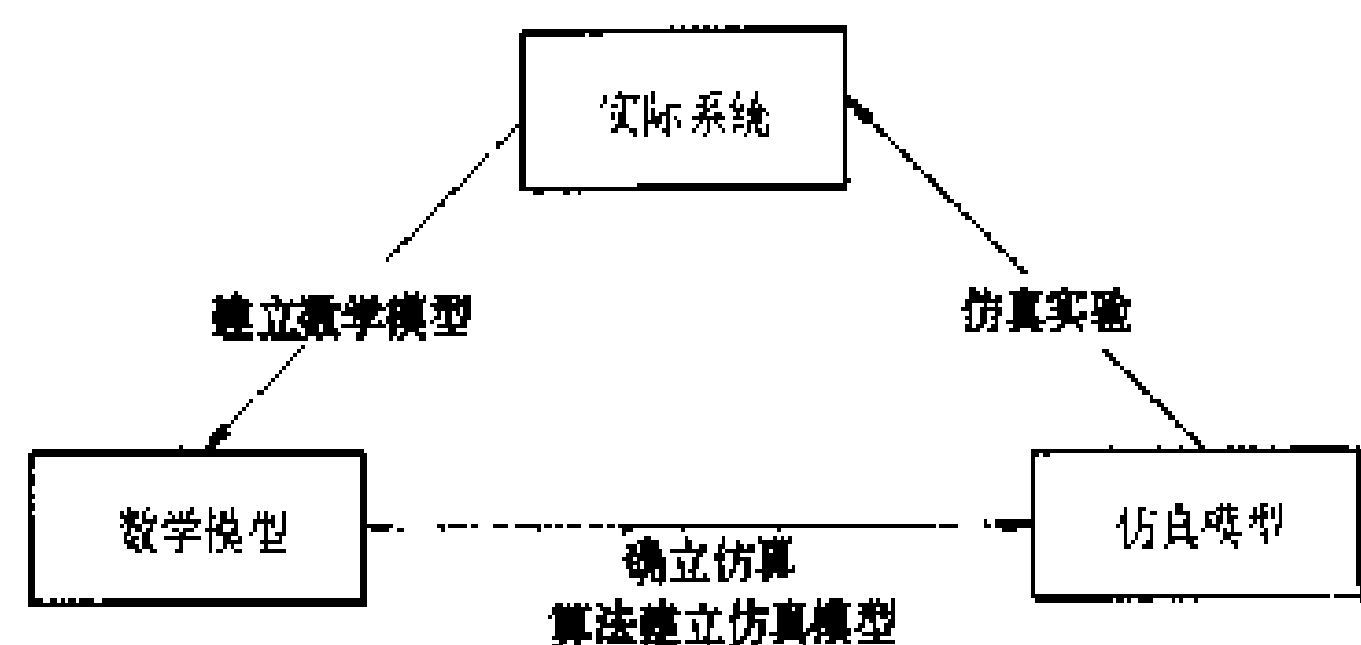
在数字计算机上,为电力系统的物理过程建立数学模型,并用数学方法求解以进行实验研究的过程。数字仿真可按模型中物理量与实际系统的物理量间时间尺度的关系分为实时仿真和非实时仿真。如果模型与实际系统中的时间比例系数为1,即模型中的动态与实际系统中的动态以相同的速度进行,这种仿真是实时仿真;如果这一比例系数不等于1则是非实时仿真。

**数字仿真的步骤** 数字仿真的三个基本步骤是:①建立数学模型;②确定仿真算法和建立仿真模型;③仿真实验,其间关系见图。

**建立数学模型** 对实际系统的数学描述。根据被仿真系统的特点,所建立的数学模型可以是线性或非



线性、定常或时变、连续或离散、集中参数或分布参数、确定性的或随机性的等，建立数学模型时往往忽略一些次要的因素，因而模型常常是一个简化的模型。



数字仿真的基本步骤

**确定仿真算法和建立仿真模型** 将实际系统的数学模型进行变换形成适用于某种仿真算法的离散模型。由于数字计算机是一种处理离散量的计算工具，因此必须将数学模型变换为离散化的仿真模型，并写成程序才可以在计算机上求解。对同一数学模型采用不同的仿真算法可以得到不同的仿真模型。各种仿真算法的数值稳定性、精度、计算工作量和对刚性方程的适应性都不同，因而要根据系统和求解的物理问题的特点选择适当的算法。计算步长对求解结果的精度及数值稳定性都有影响，因而还要选择适当的步长。

**仿真实验** 在计算机上运行仿真模型称为仿真实验。

**电力系统的数学模型** 电力系统由各种元件组成：同步发电机及其励磁系统、原动机、调速器、变压器、输电线路、负荷等。电力系统的数学模型就是由这些元件的数学模型组成的。电力系统及其各种元件都有许多繁简不一的数学模型，应该根据研究课题选用。由于被研究的电力系统的规模大小不同、受到的扰动的种类不同、研究的时间段不同（短期、中期或长期）、侧重的振荡频率不同（高频振荡或低频振荡），选用的数学模型都将不同。例如，大扰动时应采用非线性微分方程式；小扰动时应采用线性微分方程式。不计网络暂态时，网络方程可写成代数方程；计及网络暂态时，网络方程要写成微分方程。考虑波过程时，网络模型应是分布参数的；不考虑波过程时，网络模型可以是集中参数的。同步发电机的数学模型有许多种，既有低阶的，又有高阶的，也要根据研究问题选用。电力系统数学模型的一般形式可以写成

$$\begin{cases} \dot{X} = f(X, Y) \\ Y = g(X, Y) \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中  $X$  为状态变量； $Y$  为运行变量。在研究电力系统控制问题时也可以把模型写成

$$\begin{cases} \dot{X} = f(X, U) \\ Y = g(X) \end{cases} \quad (2)$$

式(2)中  $X$  为状态变量， $Y$  为输出变量， $U$  为控制变量。

**电力系统数字仿真的算法** 由方程式(1)可知，电力系统数字仿真的实质是联立求解该微分方程式组和代数方程式组，以获得物理量的时域解。微分方程组的求解方法主要有隐式梯形积分法、改进尤拉法、龙格-库塔法等，其中隐式梯形积分法由于数值稳定性好而得到越来越多的应用。代数方程组的求解方法主要有适用于求解线性代数方程组的高斯消去法和适于求解非线性代数方程组的牛顿法。按照微分方程和代数方程的求解顺序可分为交替解法和联立解法。

**交替解法** 微分方程组与代数方程组交替求解的方法，又称为分割法，从微分方程组求解状态量  $X$  时把运行量  $Y$  做为已知量，从代数方程组求解运行量  $Y$  时又把状态量  $X$  做为已知量。这样反复交替解微分方程组和代数方程组可得到  $X$ 、 $Y$  的时域解。交替解法存在着微分方程组与代数方程组间的交接误差。交替解法的优点是编程较易、计算速度快；缺点是精度较差，可能造成较大的累计误差，数值稳定性也较差。在交替解法中常采用改进尤拉法解微分方程，采用高斯消去法解代数方程。

**联立解法** 根据隐式梯形积分法将微分方程化为差分代数方程，与其他代数方程联立求解，这种解法没有交接误差。联立解法的优点是精度较交替解法高、数值稳定性好，缺点是编程较复杂、计算速度较慢。在这种解法中常采用牛顿法求解联立的非线性代数方程。

**电力系统数字仿真的应用** 各种用途的电力系统仿真器正得到日益广泛的应用，如培训仿真器、试验仿真器及研究用仿真器。除此以外电力系统仿真还可用于计算机辅助设计(CAD)。电力系统培训仿真器有电力网调度员培训仿真器、火电厂运转员培训仿真器、核电站运转员培训仿真器等。培训仿真器应该有和真实系统相同的人机接口，还要有能代表电力网或电厂全部静态和动态特性的模型软件和支持软件。试验仿真器用于试验继电保护和自动装置，仿真器应有计算机和被试装置间的接口设备，还应有电力系统模型软件和支持软件。研究用仿真器的软硬件性能应该保证被研究的电力系统过程得到正确地仿真，使用大量微处理器并行工作的仿真器的优越性值得注意。计算机辅助设计(CAD)和仿真技术相结合可以用于设计电力系统及其控制设备，如调速器、励磁调节器等。仿真语言和 CAD 软件是常用的工具。

(顾永昌)

dianli xitong tiaofeng

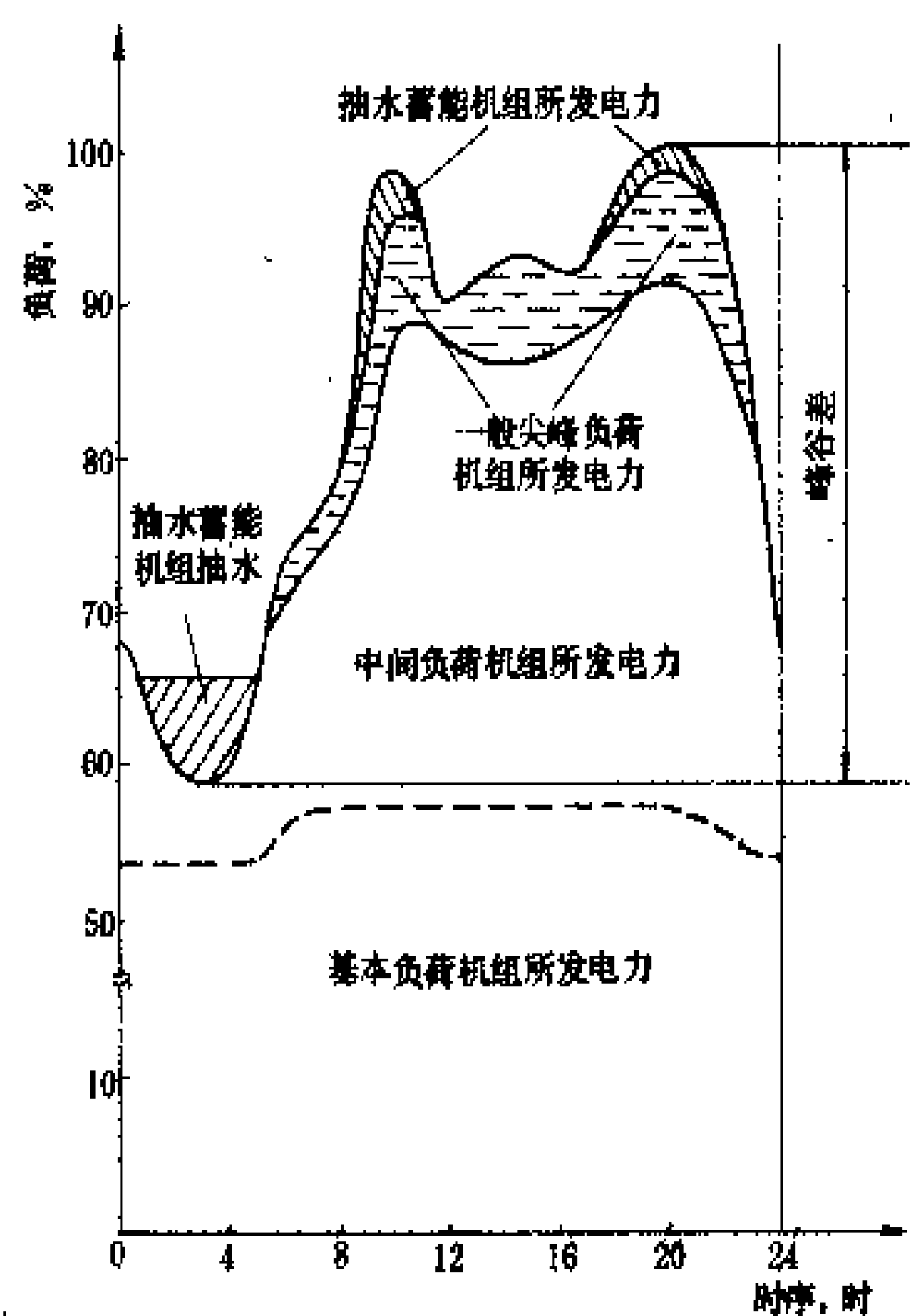
**电力系统调峰** (peak load following of elec-



tric power system) 为满足电力系统日尖峰负荷需要,对发电机组出力所进行的调整。

尖峰负荷是由于一日 24 h 内用电需要不均匀而形成的。一般,一昼夜之内,在上午和照明时间,出现两次尖峰负荷,深夜则为用电最少的低谷负荷(仅为尖峰负荷的 50%~70%) 时间。尖峰负荷持续时间相对较短。

尖峰负荷与低谷负荷的差值很大,因此要求有些发电机组在低谷负荷时停机,而在尖峰负荷到来之前迅速启动并增长出力,尖峰过后即降低出力并停机(见图)。这些机组称为尖峰负荷机组或调峰机组。它们具有启动时间短、出力变化快和可以频繁起停的性能。



调峰示意图

必须在电力系统发展规划中列入调峰措施,决定选用机组类别,并对其建成进度,根据系统运行需要妥善安排。具体措施有:①采用水电机组调峰。②采用抽水蓄能机组调峰,低谷负荷时抽水,高峰负荷时发电。此措施具有显著的调峰效益。③采用专门调峰的火电机组。④对已装常规火电机组进行改进,使之降低最低允许出力或能每日开停而实行两班制运行等,以减轻尖峰负荷和低谷负荷差值大所引起的调峰困难。

(惠子厚)

dianli xitong tiaofeng sheji

**电力系统调峰设计** (peaking unit selection of electric power system) 满足电力系统日负荷峰谷差的需要,保证电力系统安全经济运行所进行的调峰容量安排和设备配置的一项设计。调峰设计

是电源发展规划的一个组成部分,其内容有:系统调峰需求量,调峰电源及容量,需求平衡及调峰方案选择。

**系统调峰需求量** 系统调峰需求量是按  $(1-\beta) P_m$  式计算,式中  $\beta$  为最小负荷率;  $P_m$  为电力系统最大日负荷。计算中要考虑不同年份,不同季节和不同时间的影响,从中选取最大值作为系统调峰需求量。对联络线较薄弱的地区,还应分地区计算,分地区进行平衡。

**调峰电源及容量** 目前可供电力系统调峰的电源有:①水电常规机组;②抽水蓄能机组;③汽轮发电机组;④燃气轮机组;⑤其他新型式调峰电源。

(1)水电常规机组调峰。其调峰容量是根据水电厂的可调节保证电量进行计算。由于水电有许多优点,因此,在有水电的电力系统中均首先利用水电机组调峰。

(2)抽水蓄能机组调峰。其调峰容量由厂家规定。抽水蓄能机组调峰的优点是起停快,运行灵活,调峰效果显著;缺点是投资较大,消耗一定电能(以  $3 \text{ kW} \cdot \text{h}$  或  $4 \text{ kW} \cdot \text{h}$  抽水电能换得  $2 \text{ kW} \cdot \text{h}$  或  $3 \text{ kW} \cdot \text{h}$  发电电能),须具有一定的地理条件等。鉴于抽水蓄能机组的调频性能好,带负荷迅速,而且还可兼作调相机运行及电力系统事故备用电源,能改善火电及核电的运行条件,因此有条件的大电力系统均发展这类调峰电源。

(3)汽轮发电机组调峰。其调峰容量是机组的可调节容量(指本机组运行的可变化容量,及利用机组起停调峰的容量之和)与其所担任的旋转备用容量之差。汽轮发电机组的可调节容量所占机组容量的比值,各个国家不尽相同,一些国家(美、英、日本等)大火电机组已考虑按调峰运行设计,燃煤汽包炉最小稳定负荷为额定值的 30%~35%,而且机组起停快,起停次数可达一万次,可为系统提供较大的调峰容量,是电力系统主要调峰电源。有些发电机组是按带基本负荷设计的,燃煤炉最小稳定负荷,一般为额定值的 70%~80%,而且,起停慢,负荷增长慢,负荷变动范围不大,为系统提供的调峰容量不大。

(4)燃气轮机组调峰。其调峰容量就是机组的额定容量。它的优点是启动迅速,运行灵活,厂用电率低。缺点是要燃油和燃气,机组维护工作量大,发电成本高。由于一般单机容量小,调峰后设备损坏率高,因此在大电力系统中不能作为主要调峰电源。

(5)其他新型式调峰电源调峰。近年来国际上出现了一些新型式调峰电源。例如:①采用压缩空气蓄能电站调峰。在系统低谷负荷时,将空气压缩存储在地下洞穴中,当系统高峰负荷时,抽出来加热并通过燃气轮机发电。目前已在美国、西德建成。②采用热水蓄能电站调峰。在系统低谷负荷时,将火电厂多余蒸汽以热水形式储存在大型压力容器中,当系统高峰负荷时,将热水放出产生蒸汽发电。这已在日本、苏联研究试验。



**需求平衡及调峰方案选择** 首先,对调峰容量作供需平衡,即以负荷峰谷需求量减去电源的调峰容量,其差值就是调峰容量不足部分。要按不同年份,不同季节分别进行计算。其次,对调峰容量不足的电力系统,要研究最优调峰方案,明确调峰电厂及其担任调峰的能力。一般,可供选择的调峰方案有:①新建水电厂;②合理扩大现有水电厂的装机容量;③新建抽水蓄能电厂;④提高现有火电机组调峰能力;⑤设置专门火电调峰机组,如燃气轮机,联合循环机组,火电调峰机组;⑥与调峰能力有余的电力系统联网;⑦在水电比重大的电力系统中,利用丰水期弃水调峰。

在论证分析中,应优先安排调节性能好的水电厂担任系统调峰。研究扩大水电装机容量及预留再扩建的可能性。对距离负荷中心较远的水电厂,应分析其承担调峰任务的经济性。在水电厂之间调峰容量分配的合理性,同时要考虑因调峰要求而使电力网结构加强的经济性,并要作到充分利用已有水电装机。对水电调峰方案,尤其是抽水蓄能电站,除考虑峰荷容量和能量转换中的经济性外,还应充分计及动态效益,即机组快速起动,负荷调整快以及大幅度增减负荷快所带来的动态运行中的经济性等。

(张惠勤)

dianli xitong tiaoxiang tiaoya sheji

**电力系统调相调压设计** (reactive power planning of electric power system) 为满足电压质量要求和减少线损所进行的无功功率补偿设备合理配置和调压措施选择的设计。

**无功功率补偿设备配置的原则** 电力系统无功功率补偿设备应根据电压分层和供电分区基本平衡的原则进行配置,并应具有灵活的无功功率调节能力和检修、事故备用。无功功率补偿设备的配置和选型,应进行技术经济比较。对 220 kV 及以上电压的电力网,在无功功率补偿设备配置时应考虑对提高电力系统稳定的影响。并联电容器和并联电抗器是电力系统无功功率补偿的重要设备,应优先选用。220~500 kV 电力网的弱受端系统和长距离送电线路中途缺乏电压支持时,为提高稳定水平,防止电压崩溃,经技术经济比较合理时可采用快速响应的静止补偿器或调相机(见电力系统无功功率补偿)。

**调压措施的选择** 在电力系统无功功率补偿设备合理配置的前提下,为进一步满足电力系统电压质量的要求,所进行的调压措施的选择。在选择中各级电力网必须满足电压允许偏差的要求;调压方式应按电力网结构及负荷性质进行合理的选择,220 kV 及以下电压电力网的调整,宜实行逆调压方式;调压措施一般应

首先充分利用发电机的调压手段,电力系统中各级主变压器,至少有一级应具有有载调压功能,330~500 kV 降压变压器,在中国根据有关电力系统设计运行规程,一般宜选用无励磁调压型,但经计算论证确有必要,且技术经济比较合理时可选用有载调压型。(见电力系统调压)

(陈冠南)

dianli xitong tiaoya

**电力系统调压** (voltage regulation of electric power system) 为使电力系统中各电压中枢点运行电压保持在规定允许范围之内所采取的技术措施。

在电力系统设计中,一般选择有代表性的发电厂、变电所作为电压中枢点,只要这些点的电压质量符合要求,则其他各点的电压质量也能基本满足要求。

系统的调压设计,是在无功功率基本平衡及配置合理的基础上进行的,否则,应首先进行无功功率补偿工作。

**电压质量的基本要求** 电力系统中各级电压偏差值应不超过允许范围。中国能源部颁发的 SD325—89《电力系统电压和无功电力技术导则》(试行)中规定:对于 500 (330) kV 母线,正常运行方式时,最高运行电压不得超过系统额定电压的+10%,最低运行电压不应影响电力系统同步稳定、发电厂厂用电的正常使用及下一级电压的调节。对于 220 kV 母线,正常运行方式时,电压允许偏差为系统额定电压的 0~+10%,事故运行方式时为系统额定电压的-5%~+10%。对于 110~35 kV 母线,正常运行方式时为相应系统额定电压的-3%~+7%,事故后为额定电压的±10%。

**调压方式** 整个电力系统或部分电力系统的电压和无功功率的调整方式。它可分为分散调整和集中调整两种:①分散调整。系统中各中枢点电压由各有关发电厂或变电所各自加以控制和调整,使之不越出给定的电压曲线范围。②集中调整。系统内中枢点电压,由一个发电厂或变电所作为中心进行调整和控制,以保证系统各中枢点电压在允许范围之内。

按调压原则,可将调压方式分为逆调压、常调压和顺调压三种。

(1)逆调压。高峰负荷时升高中枢点电压、低谷负荷时降低中枢点电压的电压调节方式。通常用于供电线路较长、负荷变动较大的情况。

(2)常调压。在任何负荷下都保持中枢点电压为一基本不变数值的调压方式。通常适用于负荷变动小、线路上电压损耗小的情况。

(3)顺调压。高峰负荷时允许中枢点电压略低而低



负荷时却略高的调压方式。它适用于允许电压偏移较大的配电网,如农村配电网。

**电力系统的主要调压措施** 电力系统中调压手段通常有以下几种。

(1) 增减无功功率。其方法为调整发电机励磁或枢纽变电所内调相机励磁,来调整无功功率进行调压。但有时由于受厂用电、直配负荷和其他因素的影响,电压调节范围会受到限制,而且大电力系统单靠调整发电机励磁是不够的。

(2) 用改变主变压器变比或调整有载调压变压器分接头的手段来改变无功潮流分布进行调压。前者只能在停电情况下改变分接头,而后者可以在带负荷情况下手动或电动操作改变有载调压变压器的分接头。无励磁调压型的主变压器一般有 3 个或 5 个抽头,其可调范围为  $\pm 5\%$  或  $\pm 2 \times 2.5\%$ 。而有载调压变压器的调压范围较大,为  $20\%$ ,每级抽头的调压范围根据实际情况而定。在  $110\text{ kV}$  及以下供电网,一般多采用有载调压变压器。

(3) 加压调压变压器。在主变压器引出线上串接加压调压设备,这种加压调压变压器包括有只改变电压大小而不改变相角的纵向调压变压器,只改变相角而不改变电压大小的横向调压变压器和既可调电压大小又可调相角的混合型加压调压器。

(4) 利用串联电容补偿调压。适用于功率因素较低或  $110\text{ kV}$  以下的送电线路。

(5) 用改变并列运行的变压器台数及并列运行的电缆数等措施进行调压。

(6) 用无功功率补偿设备调压。调相机、静止无功补偿装置、分组投切的电容、电感等都能进行调压,其中静止无功补偿装置具有响应速度快、可以迅速调整电压的优点,但价格很高。(见电力系统无功功率补偿)

(陈淑真)

dianli xitong tongxin

**电力系统通信** (telecommunication for electric power system) 为满足电力系统运行、维修和管理的需要而进行的信息传输与交换。电力系统采用的通信手段种类很多,包括电力线载波通信、微波中继通信、移动通信、卫星通信、光纤通信、电缆以及租用电路等。

电力系统是庞大复杂的生产体系,它所要求服务的通信系统,不仅要满足调度指挥、线路维修、生产经营管理等各种电话业务,还担负着传送远动、自动、远方保护、负荷控制、水情气象、环境监测等监控信息以及现代化管理众多的非话业务如传真、数据、电子邮件和会议电视等,仅靠租用邮电公用通信网电路远不能

满足要求。纵观世界各国,绝大多数的电力企业均以自建为主建设了电力系统专用通信网。如美国各大电力公司自 50 年代逐步建设以微波中继通信为主体的专用通信网,至 1972 年统计全美各电力公司所建微波线路即达到 21 万 km;近年来也十分重视光纤通信技术的采用,几乎 90% 以上的电力企业均制定并实施了发展光纤通信的计划。日本和加拿大的电力企业也都不断建设和发展电力专用通信网。日本九大电力公司 1986 年模拟微波线路总长度达到 4 万 km,并在各调度所间采用卫星通信。近年来还计划以光缆和数字微波叠加成一个数字通信网。欧洲各国的电力系统也不同程度地依靠自己的专用通信网提供电力系统的各种通信业务。即使象英、法多年来依靠租用电路为主来满足电力通信的国家,近年来也在筹建自己的光缆通信网。其原因就是由于电力企业的重要通信业务对通道可靠性和可用性的要求远比邮租电路所提供的指标要高。而且由于大电站地处僻远,站点分散,与公用通信网覆盖面往往不一致,有了故障不能及时修复。因此电力系统专用通信网以自建为主已成为国际上总的发展趋势。

**发展过程** 中国的电力系统通信以自建为主已有近 50 年的历史,早期的电力系统规模不大,采用电力线载波、架空明线或电缆等通信方式,基本能满足调度指挥和事故处理的需要。随着电力负荷的不断增长,小的分散的电力系统迅速连接成较大的电力系统,因此单靠电话指挥运行,已不能满足安全供电的要求,60 年代开始采用电力系统远动技术。随着传送远动信息对通道的容量、质量和可靠性要求的提高,开始采用微波、特高频、同轴电缆多路载波等多种通信方式,连同原有的电力线载波和有线通信,组成了适应电力系统范围的专用通信网,在覆盖范围和通道容量上均有很大发展。80 年代中国 31 个电力系统不断扩大和互联形成了大区电网,调度管理更加复杂,迫切要求实现以电子计算机为中心的调度自动化,对通信提出了更高要求。与此同时国际上通信技术发展突飞猛进,数字微波、卫星通信、光纤通信、程控交换等现代通信技术相继引入并得到了广泛采用。中国目前已基本建或了电力系统专用通信网,覆盖全国大部分地区(参见彩图插页第 19 页 39 图)。其技术装备,据 1992 年统计:作为主干线的微波线路总长为 2.8 万 km。其中数字微波约占 72%;  $110\text{ kV}$  以上的电力线载波电路约为 59 万话路公里;光纤线路近 60 条约 700 km;移动电台 2.4 万部;交换机总容量达到 23 万门(线),其中程控交换机约占 30%;卫星地球站 9 座以及少量的散射通信,电缆载波和明线载波等。

**业务分类** 现代电力系统对通信的业务服务要求

是多方面的。诸如调度指挥电话、调度监控系统、远方保护系统、生产经营管理、检修通信、水情测报系统等。

**调度指挥电话** 调度指挥电话是指电力运行系统的最基本手段。调度对其所管辖的发电厂、变电所必须有专用的指挥电话,用以处理日常运行操作和指挥紧急事故的处理。这类业务对通道要求有 99.3% 以上的可用率和很高的及时性。因此对重要厂、所要求具备两条独立路由的通道。

**调度监控系统** 现代化电力网均采用计算机监视、控制和管理。一般的称为数据采集与监控(SCADA)系统,功能更强的则称为能量管理系统(EMS)。它们均依靠专用通信网提供优质可靠的通道来传送数据。其可用率要求达到 99.7%。对质量则要求比特差错率不大于  $10^{-5}$ 。

**远方保护系统** 用于输电线路纵联保护(见线路纵联保护)的远方保护系统,要求通道具有极高的可靠性和极短的传送时间,可用率指标为 99.8%。由于利用电力线载波作为传输通道最为经济方便,因此世界各国普遍采用。具有多路微波中继通信的电力系统,也有利用微波传送保护信息的。近年来,由于复合光缆的实用化,也开始用光纤作为传输媒介。

**生产经营管理** 为电力企业行政、经济计划、生产技术物资供应、电费管理、财务管理、技术情报等一切业务服务的通信手段。除建立完善的直拨电话交换网外,还应建立电力企业上下级之间的计算机网络,以沟通信息、提高效率。其特点类似于公用数据网,即每周每日有高峰业务时段和低谷业务时段之差别。因此,为经济利用通道,建立以计算机局域网和广域网相结合的数据网是发展方向。利用电话网交换数据或建立点对点的计算机联网仅是一种过渡性措施。

**检修通信** 主要为高低压电力线路定期检修或事故抢修时使用的通信手段,其特点是通信地点不固定,一般在供电局或检修中心设立中心台而在检修车辆上装设移动台,检修班组则配有手持机,组成甚高频(VHF)或特高频(UHF)无线电移动通信系统。有的国家则利用线路本身装的地线载波终端机和检修班组的便携式载波机组成的移动载波通信系统进行联系(见绝缘地线载波通信)。

**水情测报系统** 为水库及流域的经济调度和水情预报而建立的水文气象报信系统。该系统需要一点对多点的星形网状通道,其特点是布点分散,而且多数报信点需设在野外靠近河川的地方,距离收信站数十公里至数百公里不等,一般采用甚高频无线通信。对于更远距离水情水文的数据收集,近年来开始采用小型卫星地球站,也有用流星余迹通信的。

**发展方向** 国际上的发展趋势是随着电力系统和

电力系统互联的不断扩大,电力系统专用通信网也逐渐互联或改造建设成为更大范围统一的电力专用通信网。发展方向是数字化、多路通信、手段更加现代化。长距离大容量的主干通信线路以数字微波为主;对偏远地区则采用卫星通信或散射通信;而大量的中短距离通信仍以电力线载波为最常用的通信手段,其设备则向固态化和集成化方向发展。此外对称和同轴电缆载波做为干线的补充和延伸也普遍被采用。80 年代以来最突出的是各国都大力发展光纤通信,尤其复合光缆通信在电力系统中应用具有独特的优势,发展较快(见架空地线复合光缆)。在地区供电系统和配电系统作为调度指挥及电力线路检修业务的移动通信将增长更快。生产经营管理用的电话和各种非话业务如传真、数据、电子邮件和会议电视等要求在不断增长,原有交换系统必须更新改造,逐步采用数字程控交换机,并在统一规划下逐步连成本地和长途合一的自动联拨电话交换网,进一步向实现综合业务数字通信网(ISDN)的方向发展。

中国电力专用通信网的发展目标是由模拟通信网逐步发展成为数模混合通信网,并积极扩大数模混合网中的数字化比重,向综合数字网(IDN)和综合业务数字网(ISDN)方向过渡。

建设和发展电力系统专用通信网需要有统一的规划,统一的技术标准。对自动电话交换网的信令方式、数据交换网的通信规约,各种通信设备的接口、数字通信网的网同步以及卫星通信的体制等方面均应执行国家标准,并靠拢国际标准。

(姜咸宁)

dianli xitong tongxin sheji

**电力系统通信设计** (power system communication planning)

为电力系统建立传送、交换运行及管理信息所需专用通信网而进行的一项系统设计,是电力系统设计的组成部分。这项工作必须以电力系统发展规划、管理体制和调度职责分工为依据,从分析通道需求和组网条件出发,经过技术经济比较,提出满足电力系统调度监控和经营管理所需要的通信系统总体方案和实施步骤。

电力系统通信设计的主要内容包括信息量的统计与分析,通信设施制式的选择,通信网结构设计,通信方式的选择,通信交换网设计,通信网监测系统,通道计算和投资估算等。

**信息量的统计与分析** 信息分类统计,信息流向组织和信息传输要求分析。具体包括:①对调度、生产、基建和行政管理等所需语音通道数量以及远方保护、安全稳定控制系统、调度自动化系统、负荷控制系统、



水情测报系统、计算机和办公自动化系统等所需各种非语音通道数量进行分类统计；②根据电力网结构、厂站地理分布、管理体制和调度机构设置合理组织信息流向；③分析各种信息对通道的要求，包括可靠性或可用率，传输质量或误码率，响应时间或传输速率等。这些都是设计通信系统方案的依据。

**通信设施制式的选择** 建设通信网首先要确定通信设施的制式。目前普遍采用的制式标准有国际电报电话咨询委员会（CCITT）、国际无线电委员会（CCIR）、国际电工委员会（IEC）等国际组织在标准化方面的建议。一个通信网内的设施一般采用一种制式，这在通信网设计中要进行具体选择，使之满足所设计系统的信息传输需要，且方便而经济地将各种通信设施组成通信网。为便于电力系统专用通信网与邮电公用通信网之间的联系和相互使用，并考虑所在国家关于邮电通信的法令和法规等因素，电力系统通信网的制式以选用与邮电通信网的制式相同或兼容为宜。

**通信网结构设计** 通信网由通信终端设备、传输通道、中继设备和交换设备等组成。设计中要确定终端站址和终端设备，中继站址和中继设备，转接站的位置和交换设备的型式及容量，并提出传输通道的通信方式和各种通信方式之间的接口要求。

**通信网的结构设计**，过去的方法是建立各种不同的系统，且各个系统之间是相互独立的。现今较为先进的方法是采用交换技术，汇集相应的系统，使之同时具有传输和交换功能，并可将各个有关的功能综合到一个系统扩展到用户终端。近代由于数字传输技术发展的结果，具有上述综合功能的综合业务数字网（ISDN）得到很快发展。电力系统专用通信网的结构应与电力网结构及其调度管理体制相适应，采取分层结构，并将逐步发展 ISDN，同时保留必要的专线承载电路。ISDN 面向系统内各个部门，采用独立的电路，以专用或交换方式提供语音和各种非语音信息的传输，以满足各种通信业务的需要。对于个别有特殊需要的信息传送则由专线电路完成。在专线承载电路中也要推广数字多路复用技术。

**通信方式的选择** 通信方式的选择有赖于信息传输的任务和发电厂、变电所及其调度管理中心的地理位置和环境条件，以及各种通信方式的技术经济指标。目前电力系统采用较多的通信方式有：①电力线载波通信；②微波中继通信；③特高频通信；④光纤通信；⑤卫星通信；⑥电缆和架空明线的音频或载波通信。

（1）电力线载波通信设计。设计时对利用电力线路的相导线、相分裂导线或架空地线等各种不同的耦合方式进行选择；作出电力线载波通信网络组织方案和载波通信枢纽站、终端站的站址选择；作出载波通信

系统频率分区规划，提出频率分配原则或进行频率分配；提出设备选型原则。（见电力线载波通信）

（2）微波中继通信设计。论证拟建电路的必要性、起迄点、路由方案比较并提出推荐的理由；提出电路设计容量和话路分配原则；提出设备制式和工作频段的建议；进行全电路总站数及终端站、上下话路站的规划；绘制适当比例的路由剖面图并提出天线挂高的要求等。（见微波中继通信）

（3）特高频通信设计。按不同用途可分固定式通信和移动式通信或二者兼用进行设计。论证拟建特高频通信电路或系统的必要性；统计拟传输信息的种类和数量；提出网络结构或电路的起迄点、站址设置和站数、总长度或覆盖半径；分析不同用途的使用要求和特点，提出设备型式和使用频段。（见超短波通信）

（4）光纤通信设计。论证拟建光纤通信电路的必要性；进行路由方案比较及选择光缆敷设方式；选择光缆及光电端机的型式和容量并提出话路分配原则。（见光纤通信）

（5）卫星通信设计。论证建设卫星通信的必要性；统计拟由卫星通信电路传输的信息种类和数量；说明拟使用的卫星通信空间的主要参数，包括星体代号、空间位置、发射年代、使用寿命、转发器数量和容量、上行和下行频率、可供使用的通道数量及使用条件；卫星通信地球站的站址选择、建站规模、卫星通信电路与其他通信电路的关系等。（见卫星通信）

（6）电缆和架空明线的音频或载波通信设计。说明电路建设的必要性、起迄点、路由及其长度、线缆型式规范和主要设备选型等。（见有线通信线路）

**通信交换网设计** 主要包括：参与汇接交换的信息种类和信息量的统计；交换节点设置规划并提出组网原则；交换机的选型原则；编号制度，信令方式及接口标准等。（见程控交换机和数据通信网）

**通信网监测系统设计** 通信网监测系统一般与电力系统调度管理体制相适应，采取分层监测方式。设计内容包括监测系统方案选择，主站和被监视站的设置方案，监测对象选择，信息采集内容和采集方式，信息传输通道的安排（当通信网监测系统与电力系统数据采集与监控系统合并时，不另安排传输通道），监测系统设备（信息采集、处理和显示打印等设备）配置方案和型式选择。

**通道计算** 为保证所设计的通信系统及所需的设备配置正确，参数选择合理，技术指标符合要求，需要对所采用的各种通信方式的通道进行必要的计算。计算的主要内容有：传输衰减和接收电平计算，频率分配和传输质量校验计算，微波接力通信的站距选择、余隙校核和天线挂高校核、天线方位角和路由垂直角计算，

衰落深度预测计算,通道相互之间或外部干扰计算。某些长距离线路还需进行发信机功率选择计算等。计算的项目,内容和方法随通道方式而定。

**投资估算** 对所设计的通信系统列出拟建项目表、分项投资和总的投资估算。

#### 参考书目

CIGRE WG 04 of SC 35. Guide for Planning of Power Systems Telecommunication Systems. 1985

(彭世禄 程鹏达)

dianli xitong wanjie

**电力系统瓦解** (avalanche of electric power system) 由于电力系统稳定破坏(见电力系统稳定)、频率崩溃、电压崩溃、连锁反应或自然灾害等原因所引发的不可控制的解列而造成四分五裂的大面积停电事故状态。1977年美国纽约市、1978年法国和1972年中国湖北省等大面积停电事故的结局都是电力系统瓦解。

**发生原因** 主要是电力系统存在一些易于使事故扩大的不健全因素和人员对事故处理不当。系统不健全因素主要包括:电力网结构不合理(受端系统缺少电压支持,主要电源间联系过强);缺少有功出力的运行备用容量;无功补偿不足;继电保护与安全自动装置配置不当或定值有误;通信与远动自动装置不符合需要等。

**防止措施** ①采取各项措施防止电力系统稳定破坏、频率崩溃、电压崩溃和发生连锁反应。②安装按频率降低自动减负荷装置和按电压降低自动减负荷装置,并使其有足够的被切除负荷的容量。③合理配置与选用质量优良的继电保护和安全自动装置,并加强运行管理。④采取确保发电厂厂用电的措施,当系统频率降低到发电机组附属设备能承受的最低限度以下时,自动将某些机组解列,使解列的机组向厂用电和一部分用户供电而使出力与负荷能够达到平衡。这样可使一部分机组免于被迫停机,并可在大停电的情况下作为电源,将电力系统恢复供电的时间缩短。⑤建设可靠灵活的调度通信系统与能迅速反映电力系统全面运行情况的远动自动化装置。⑥搞好电力系统规划,改善电力系统结构与提高无功补偿能力。⑦加强培训,提高调度人员处理事故的能力。

(沈培厚)

dianli xitong wending

**电力系统稳定** (stability of electric power system) 电力系统在受到扰动后,凭借系统本身固有的能力和控制设备的作用,回复到原始稳态运

行方式,或者达到新的稳态运行方式。一般用以表示发电机组对系统或系统对系统间的同步运行稳定性。电力系统稳定与扰动的大小、经受扰动的时间、系统的结构与运行方式、电力系统各元件的参数、各种调节和控制装置的性能等很多因素有关。保证电力系统稳定是电力系统正常运行的必要条件。只有在保持电力系统稳定的条件下,电力系统才能不间断地向各类用户提供合乎质量要求的电能。

电力系统稳定问题的出现最早应追溯到20世纪20~30年代。自第一批发电机(或发电厂)并列运行,以及从远方发电厂到负荷中心长距离输电线路的出现,形成最初的电力系统起,开始出现电力系统稳定问题,也就是同步发电机间并列运行的稳定性。电力系统中各同步发电机只有在同步运行状态下,其送出的电功率为定值,同时在系统中各节点的电压及支路的功率潮流也都是定值,这就是电力系统的稳定运行状态。反之,如果电力系统中各发电机间不能保持同步,则发电机送出的电功率不是定值,全系统各节点的电压及支路的功率也不是定值,将发生很大幅度的波动。如果不能使系统中各发电机间恢复同步运行,系统将持续地处于失步状态,即系统失去稳定的状态。

使电力系统失去稳定的原因是在运行中不断受到内部和外界的扰动,小的如负荷波动,大的如电力元件发生短路故障等,使在电气上连接在一起的同步发电机的机械输入转矩与电磁转矩失去平衡,出现各发电机转子不同程度的加速和减速,以及各发电机转子相对功率角( $\delta_i = \delta_i - \delta_j$ )的变化。在扰动后,相对功率角,或以周期性振荡的形式变化,或以单调形式变化。如果这种变化是随时间衰减的,最后达到原始运行方式下的正常值,或达到新的稳态值,则认为在这种运行方式下是稳定的,否则认为是不稳定的。

**电力系统稳定的分类** 到目前为止,国际上还没有统一的有关电力系统稳定的分类标准。电力系统稳定一般按电力系统承受扰动的大小分为静态和暂态稳定两大类。所谓小干扰或大干扰只是相对的和有条件的区分,很难用具体的数量值来给定。小干扰一般指正常的负荷波动;大干扰则用以指电力元件中的短路故障或突然断开等。小干扰对系统行为特性的影响一般与干扰的大小和发生的地点无关,在原始运行状态的周围,可以使系统线性化,其研究结果不是确定运行参数对原始稳态运行值的偏移值,而是确定运行参数变化的性质,得出稳定或不稳定的结论。大干扰时,电力系统将发生很大的状态偏移和振荡,所以必须考虑系统元件的非线性特性,从系统的机电暂态过程来判断系统稳定性。

一般对电力系统暂态稳定性的研究限制在大干扰

后几秒钟内。但是,在现代电力系统中有各种自动调节装置,它们对各种干扰自动作出各自的反应。所以,在这些系统中一个干扰的全部影响有时要在它发生几秒钟甚至更长的时间以后才能反映出来。这种在受到小的或大的干扰后,在发电机本身的阻尼和自动调节和控制装置的作用下,使电力系统的振荡衰减,保持较长过程稳定性的能力也称为电力系统动态稳定。对于这种较长时间的稳定性研究,有时需要考虑一般暂态稳定研究中不考虑的那些系统元件的动态特性,例如锅炉、原子反应堆、水电厂压力管道、继电保护和系统调节装置(如调频和功率调节装置)等元件。在一定的系统参数、运行方式和调节方式下,这种动态过程可以由小干扰激发的,由微小振荡逐渐增大;也可以是由于大干扰引起的参数变化而激发。对于由小干扰所激发的动态稳定问题,因为振荡初期的系统状态变化很小,不涉及系统的非线性特性,一般可用研究静态稳定的方法来进行研究,所以广义的静态稳定也包括这类情况。

1981年中国水利电力部制订的《电力系统安全稳定导则》中对电力系统稳定作了如下规定。

(1) 电力系统静态稳定是指电力系统受到小干扰后,不发生非周期性的失步,自动恢复到起始运行状态的能力。

(2) 电力系统暂态稳定是指电力系统受到大干扰后,各同步发电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指第一或第二振荡周期不失步。

(3) 电力系统动态稳定是指电力系统受到干扰后,不发生振幅不断增大的振荡而失步。

以上所述的电力系统稳定均以电力系统中任一发电机是否失步为依据。在某些情况下,发电机受到小的或大的干扰而失步后,由于调节装置或人为的干预以及系统本身具有的能力,同步发电机经过短时间的失步运行后,可以再恢复同步运行方式,这种情况称作电力系统再同步。从严格的稳定性定义来看,它是属于不稳定的情况。但从工程实际观点来看,这是一种缩小稳定破坏的后果,迅速恢复电力系统正常运行的措施,所以有人称之为“最终稳定”或“综合稳定”。各个电力系统将根据各自的条件来处理和对待这种情况。中国的《电力系统安全稳定导则》中规定在满足一定条件下可以允许局部系统作短时间的非同步运行。

在电力系统运行稳定性问题中,除了上述维持发电机间同步运行的稳定性外,广义而言还包括由于系统无功功率不足而引起的负荷节点电压稳定性和故障期间因系统有功功率不足而引起的频率稳定性问题(见电力系统电压崩溃和电力系统频率崩溃)。

电力系统静态稳定 这是研究电力系统在某一运行方式下受到微小干扰时的稳定性问题。假如在电力系统有一瞬时性小干扰,在扰动消失后,系统能回复到原始运行状态;而在一个永久性的小干扰作用下,系统经历一个暂态过程后,能达到一个新的稳态运行状态,则这一系统被认为是静态稳定的,否则系统在小干扰下将是静态不稳定的。

现以图 1. (a) 所示的简单电力系统来说明电力系统静态稳定性。设有一台发电机经过输电线向一无穷大容

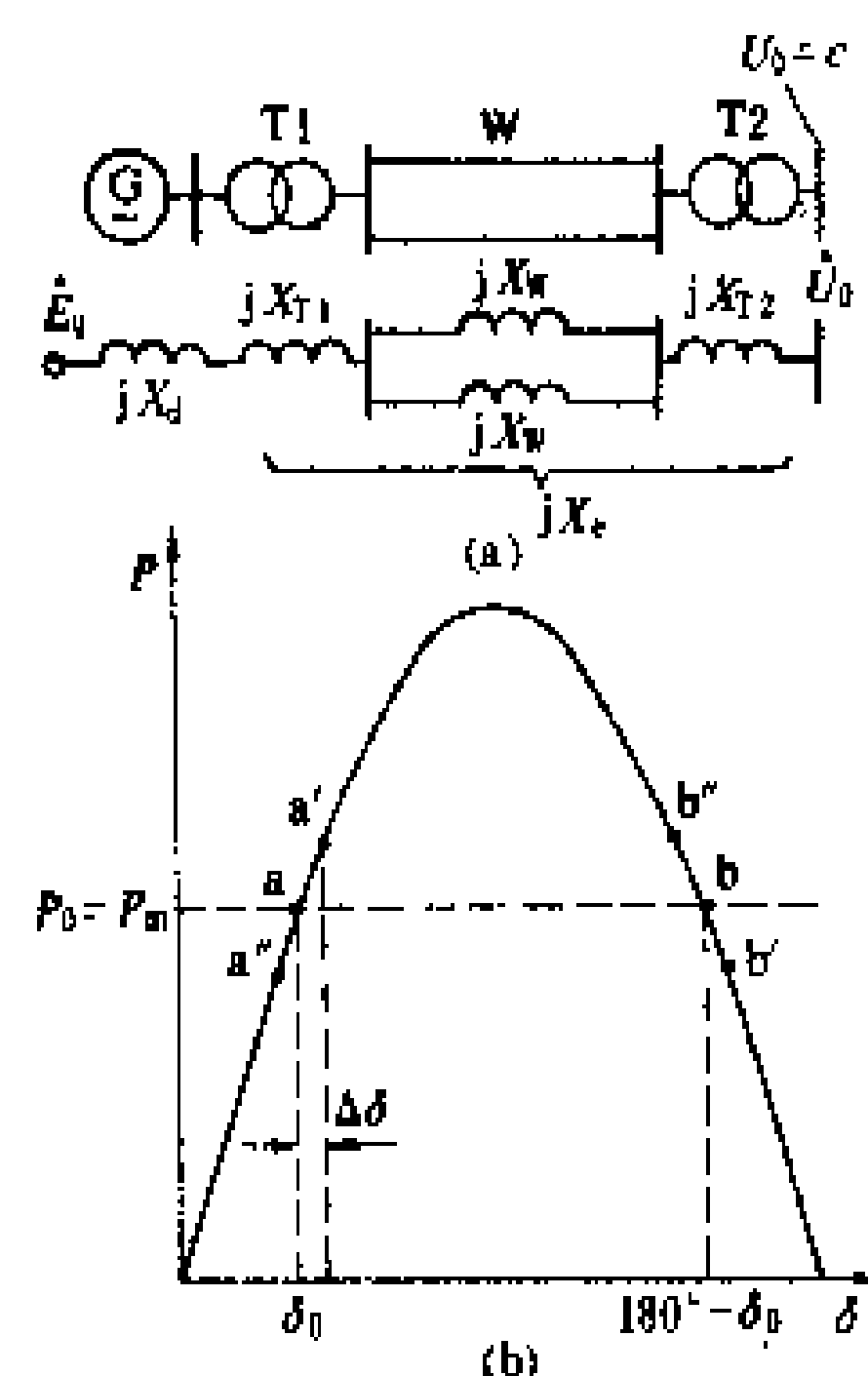


图 1 简单电力系统的功角特性  
(a) 简单电力系统接线及等效图;  
(b) 功角特性曲线

电。受端系统的母线电压  $\dot{U}_0$  和频率保持恒定。发电机的电动势为  $\dot{E}_g$ , 系统的电抗为发电机电抗  $X_d$  与  $X_e$  之和, 而  $X_e$  为线路电抗之半  $\left(\frac{X_w}{2}\right)$  与变压器电抗  $X_{T1}$ 、 $X_{T2}$  之和。如果不计系统的电阻, 则发电机的输出功率

$$P = \frac{E_g U_0}{X_d + X_e} \sin \delta$$

式中  $\delta$  为发电机电势相对受端母线电压  $\dot{U}_0$  的相位角。在  $E_g$  和  $U_0$  为定值时, 发电机功率与功率角间的功角特性曲线如图 1 (b) 所示。

在正常工作时, 原动机传送给发电机的机械功率为  $P_m$ , 与发电机功率  $P_0$  平衡, 如图中 a 点所示, 相应的功率角为  $\delta_0$ 。当系统中出现某一微小的扰动, 使功率角  $\delta$  发生一微小增量  $\Delta\delta$  时, 发电机输出的电功率将达到图中 a' 点。由于原动机功率不变, 因此电功率大于原动机功率, 使发电机转子减速,  $\delta$  将减小, 使  $\delta$  向原始的 a 点运动。同样的, 如果小扰动使  $\delta$  减小  $\Delta\delta$ , 使发电机运行于 a'' 点, 这时的电功率小于原动机功率, 转子将加速, 同样的向原始的 a 点返回。由此可见, 在 a 点, 当系统受到任何小干扰时均能自行恢复到原始的平衡状态, 所以系统是静态稳定的。

在图中的 b 点 (相应的功率角为  $180^\circ - \delta_0$ ), 稳态时输入的原动机功率和输出的电功率也是相互平衡的, 但是在小扰动使发电机产生一个  $\Delta\delta$  增量到达 b' 点时, 由于电功率的减小, 使发电机转子加速,  $\delta$  将继续增大, 以至发电机失去同步, 即系统失去稳定。同样,



如果小干扰使  $\delta$  减小, 由于电功率大于原动机功率而使转子减速, 其结果是使  $\delta$  向 a 点趋近, 达到新的平衡。所以, 运行在 b 点, 电力系统是静态不稳定的。

对于这种简单电力系统, 静态稳定条件是  $dP/d\delta > 0$ , 即在图 1 (b) 所示曲线的上升部分系统是静态稳定的。当原动机功率不断增大时, 功率角  $\delta$  将增加, 直到  $\delta = 90^\circ$  处, 电功率达到极限值。

在研究复杂电力系统并考虑各种调节装置的静态稳定问题时, 应列出描述电力系统各种有关元件动态过程的状态方程式。由于干扰是微小的, 所以状态方程式可以线性化。判断静态稳定的方法, 一般可求出线性化状态方程式组的特征根。如果有一个根的实部为正值, 系统就是静态不稳定的。(见静态稳定计算)

**电力系统暂态稳定** 电力系统在某一运行方式下, 受到外界大扰动后, 经过一个机电暂态过程, 能够回复到原始稳态运行方式或达到一个新的稳态运行方式, 则认为电力系统在这一运行方式下是暂态稳定的。暂态稳定与干扰的型式有关, 一般有三种基本形式。

(1) 突然变化电力系统的结构特性, 最常见的是短路, 包括单相接地、两相接地或三相短路。一般假设短路发生在输电线路, 但也可能发生在母线或其他电力系统元件上。在发生短路后, 由断路器断开故障的元件, 如果有重合闸装置, 可以是重合成功(瞬时性故障), 也可以是重合不成功(永久性故障)。无故障断开线路也属于这一类干扰。

(2) 突然增加或减少发电机出力, 如切除一台容量较大的发电机。

(3) 突然增加或减少大量负荷。

现以图 1 (a) 所示的简单系统来说明暂态稳定。如果在一回输电线路的始端发生短路, 经过某一时间间隔后, 由于继电保护动作将线路两侧断开, 故障切除。图 2 (a) 示出这一故障切除过程中的功角特性曲线的变化过程。

在正常运行时, 系统运行在功角特性曲线  $P_1$  上, 相应于  $P_0$  和  $\delta_0$  的 a 点, 发生故障后, 由功角特性曲线  $P_1$  上的 a 点转移到故障时的曲线  $P_2$  上的 b 点。这时输出的电功率减小, 而输入的原动机功率还来不及变化, 所以发电机在过剩转矩作用下, 开始加速, 使功率角  $\delta$  相应增大。在功率角为  $\delta_c$  时, 故障切除, 运行点将由功角特性曲线  $P_2$  上的 c 点转移到故障后曲线  $P_3$  的 e 点, 此时输出的电功率大于原动机的功率, 所以发电机转子受到制动而减速。由于转子的惯性, 功率角  $\delta$  仍在增大, 直到 f 点发电机转子回复到同步转速时,  $\delta$  达到最大值后不再增大, 并在制动作用下开始减小, 越过 k 点后转子又开始加速。此后, 运行点将沿着曲线

$P_3$  开始第二周期的振荡。在实际的电力系统中, 由于阻尼作用使振荡不断衰减最后趋向于曲线  $P_3$  上的 k 点, 即达到一个新的稳态运行方式, 所以在这种故障情况下系统是暂态稳定的, 各运行参数的变化过程如图 2 (b) 所示。

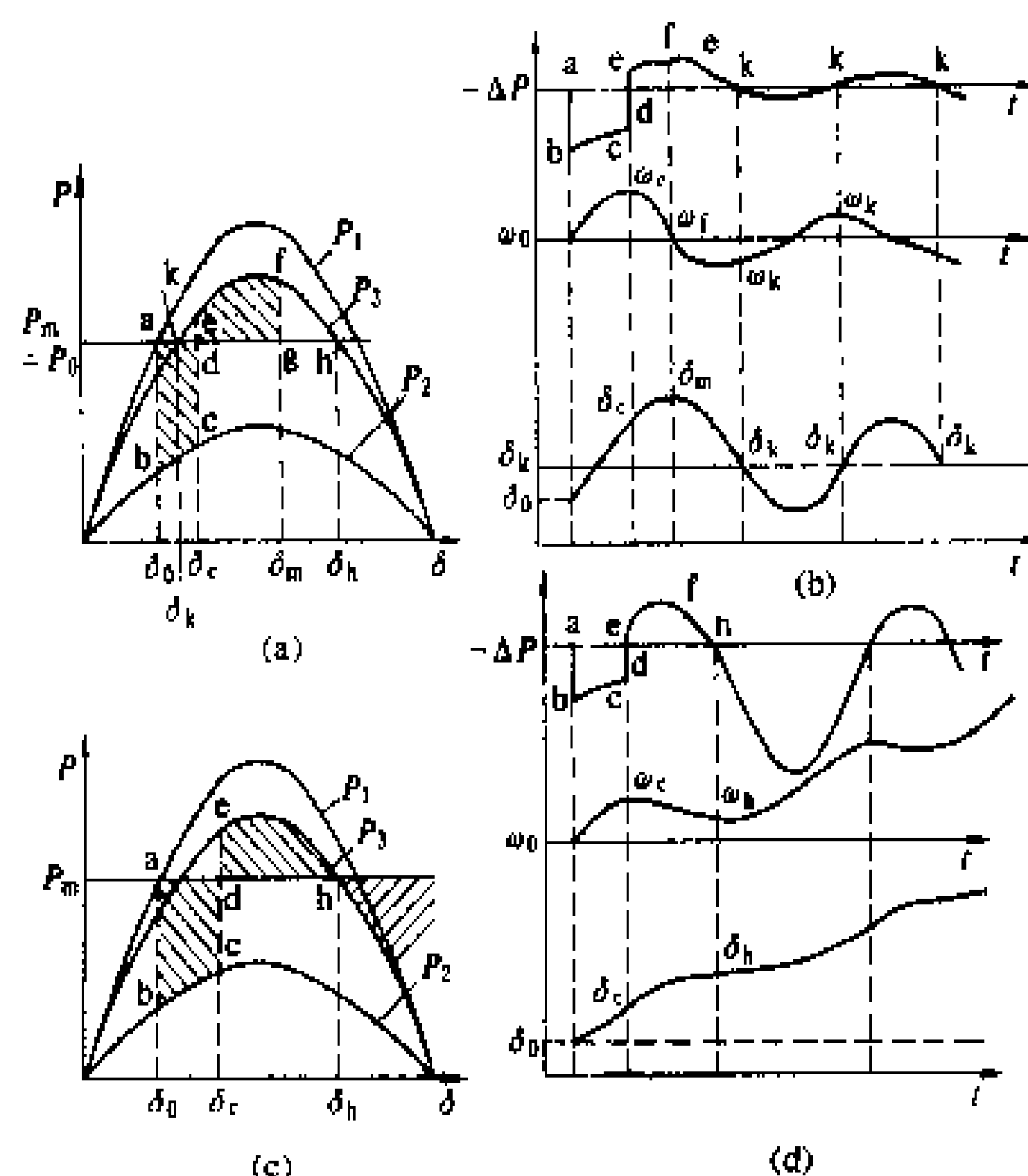


图 2 电力系统故障后的暂态过程

如果故障切除得比较慢, 功角  $\delta$  不断增大, 在到达 h 点后发电机转子仍未能回复到同步转速, 则将由于电功率的减小, 使发电机转子进一步加速, 而使  $\delta$  越来越大, 导致发电机的失步, 这就是暂态不稳定, 如图 2 (c)、(d) 所示。

描述电力系统受到大干扰后的机电暂态过程是一组非线性状态方程式, 不能进行线性化, 所以一般采用数值积分法(如欧拉法, 龙格-库塔法, 隐式积分法)的时域分析方法, 将计算结果绘出运行参数(如功角  $\delta$ )对时间的曲线, 用以判别暂态稳定性。(见暂态稳定计算)

**电力系统动态稳定** 这种稳定主要是涉及发电机组的阻尼力矩问题, 所谓阻尼力矩是指当发电机的转子转速变动时, 发电机反应于这种转速变化的力矩。当这种力矩的作用是阻止转速变化时, 称为正的阻尼力矩; 反之, 则为负的阻尼力矩。当发电机受到某种干扰后, 使它的转子转速发生变化, 正的阻尼力矩是使发电机恢复稳定运行的必要条件, 否则发电机的功率角将在摇摆过程中不断增大, 以至失去同步。影响发电机阻尼力矩的因素很多, 发电机的转子本身就具有正的阻尼作用(如阻尼绕组, 转子表面感生的涡流等), 各种调节器也都对阻尼力矩产生影响。

**稳定极限和静态稳定储备系数** 电力系统稳定常常与电力系统中某些输电线路的传输功率相联系。随





着传输功率的增大,电力系统将由稳定变为不稳定,也就是说一个特定电力系统中的某一输电线路的传输功率有一个按稳定条件确定的极限值。例如,在单机对无穷大功率受端系统送电的简单系统中(图1),如果不考虑自动励磁调节器的作用,静态稳定极限角为 $90^\circ$ ,相应的静态稳定极限功率为 $E_q U_0 / (X_d + X_e)$ 。在复杂电力系统中,某一条输电线路的静态稳定极限功率值与给定的初始条件(运行方式,系统接线和参数,调节控制措施等)有关,所以,按稳定所确定的输电线路的极限功率不是一个单一值。因为确定静态稳定和暂态稳定的条件不同,所以相应的输电线路静态和暂态稳定极限功率也是不同的。暂态稳定的极限功率与所假定的大扰动严重程度(例如故障地点、故障类型、延续时间等)有关。世界各国根据各自的情况,都规定了保证安全运行的最严重扰动,用以校验暂态稳定性。例如在一些国家中,由于电力网联系紧密,按升压变压器出线端三相短路并断开一条线路等严重的故障来校验暂态稳定,所以按暂态稳定所确定的极限功率往往要比静态稳定极限功率小得多。但是,在另一些国家中,电力网间的联系比较薄弱,如用单回线供电,电力供应也比较紧张,所以不得不放宽对暂态稳定的要求,例如用单相故障并考虑单相自动重合闸来进行校验,这样得到的暂态稳定极限功率比较高,甚至有可能比静态稳定极限功率大。

按稳定条件所确定的极限功率并不是电力系统设计和运行中实际可以达到的极限值,而只是在给定条件下的理想极限值。因为在实际运行中往往会出现正常的负荷波动、预见不到的事故和异常运行方式,以及各种特殊的环境条件(包括气候条件)等,所以在实际运行中输电线路的正常传输功率应小于极限功率,并根据极限功率与正常功率的差值来估计稳定的裕度,一般用下式来表示电力系统静态稳定储备系数

$$K_p = \frac{P_i - P_s}{P_s} \times 100\%$$

式中 $P_i$ 和 $P_s$ 分别是线路的极限和正常传输功率。

合理的静态稳定储备系数应建立在总结分析电力系统设计及运行经验,以及技术经济论证的基础上。储备系数取得太大,则不能有效地利用电力系统中的设备,或将花较多的费用于提高稳定的特殊设备(见提高电力系统稳定措施和提高电力系统稳定二次系统措施),但这将减少失去稳定的概率,从而减少因故障停电而造成的直接和间接的经济损失。相反,如果储备系数取得太小,则将在电力系统运行方式发生一定变化时不能保证系统的安全运行。此外,对于不同的电力系统,在不同时间(一年内,一天内)的合适的稳定储备系数也可能是不一样的。世界各国或各个电力系统都

根据各自的运行要求和经验规定一个稳定储备系数的推荐值。中国现行的《电力系统安全稳定导则》规定电力系统在正常运行方式和正常检修运行方式下,静态稳定储备系数 $K_p \geq 15\% \sim 20\%$ ;在事故后的运行方式和特殊的运行方式(如为了避免限制对用户的供电或在洪水期间为了避免水能资源的损失而增加输电线路的传输功率)下, $K_p \geq 10\%$ 。

#### 参考书目

Barbier C, Carpentier L, Saccomanno F. Tentative Classification and Terminologies Relating to Stability Problems of Power Systems. Electra, No. 56, 1978

TF Report. Proposed Terms & Definitions for Power System Stability. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-101, No. 7, 1982

(马大强 韩祯祥)

dianli xitong wending kongzhi

**电力系统稳定控制** (electric power system stability control)

利用计算机技术和自动装置对电力系统进行紧急控制,以确保电力系统运行的稳定性。电力系统稳定控制技术是指在实时测量电力系统事故前后状态参数的变化并收集反映系统运行方式及故障状态的各种信息的基础上,综合分析系统的运行状态,按照一定的稳定判据,迅速采取相应的稳定措施和控制量,来改善电力系统的稳定性。实施电力系统稳定控制的自动装置称为电力系统稳定控制装置,在中国又称为安全自动装置。

对稳定控制的要求 ①具有高度的可靠性与安全性,稳定控制装置的拒动将导致电力系统稳定性的破坏,而其误动作则可能损失部分电源和负荷,甚至导致事故的进一步扩大。②足够的快速性,稳定控制装置动作愈快所需要的控制量就愈小,获得的控制效果愈佳。③具有良好的选择性,要求能区分事故的类型、范围、严重程度,并根据当时的运行方式正确选择控制策略和控制量,避免不必要的停电损失。

可选用的稳定控制措施 在送端发电厂可选用的稳定控制措施有:①切除适当数量的发电机组;②快速控制中间再热式汽轮发电机组的中压阀门(简称快关汽门);③投入大容量制动电阻;④发电机组快速励磁;⑤电力系统稳定器的使用;⑥目前尚在研究中的超导贮能装置。在输电系统方面可选用的控制措施有:①恰当地选用线路自动重合闸的方式及重合时间;②对超高压直流输电线路进行快速功率调制;③自动解列电力系统。在受端系统内可选用的控制措施有:①切除集中负荷;②装设静止补偿器或同步调相机;③按频率降低自动减负荷与按电压降低自动减负荷。



**稳定控制判据** 事故时电力系统状态的演变过程受到故障类型、系统运行方式、继电保护与自动装置的动作行为等多种因素的影响,因此对电力系统稳定的在线实时判别是十分复杂和困难的。目前工程上实际采用的稳定判据,主要基于从大量离线稳定分析计算中归纳出来的规律,如数学表达式,稳定控制策略表等。其中数学表达式法是将实际能够测量到的反映电力系统运行状态的有关状态量乘上权系数(Weighted coefficient)后相加构成稳定判别式,当判别式大于设定值时,表示系统不稳定,需采取相应措施;当判别式小于设定值时,表示系统能稳定,不需采取措施。这种方法只能适用于简单的电力系统。控制策略表法则比较适合那些电力系统结构比较复杂,控制规律又不明确的电力系统,该表是在大量的离线稳定分析计算基础上,经过整理归纳,并考虑到控制装置的实际能力和电力系统今后的发展,由有经验的专家编制而成。控制策略表一般由若干分表组成,每一分表对应电力系统一种确定的运行方式,按电力系统运行状态、故障类型及故障严重程度进行排列组合,表中填入需要的控制策略。控制装置在检测到电力系统发生故障时,首先按当前的电力系统运行方式查出对应的控制策略分表,再从分表中找出应采取的措施,如无措施则表示系统能够稳定运行。控制策略表优点是简单、明确、直观,但编制表的工作量较大,对电力系统发展的适应性差。尽管这些判据有一定局限性,通用性也较差,但却基本满足了工程与调度运行的需要,在稳定控制装置中被广泛采用。随着计算机技术、数字通信技术及稳定分析计算技术的发展,这些实用判据将不断发展和完善,稳定控制装置或控制系统内将逐步增加在线进行稳定分析计算的功能,从而对电力系统多变的运行方式具有自适应的能力。自适应型的稳定控制装置可大为减轻运行人员的负担,使应用更加方便,是今后发展的方向。

**分散型稳定控制装置** 电力系统稳定控制装置分为分散型与集中型两种。分散型装置一般装设在发电厂或变电所内,采用当地收集的信息进行稳定判别,解决的主要是装置安装点附近出现的安全稳定问题。以中国某火电厂实际装设的稳定控制装置为例来说明分散型稳定控制装置判别处理事故的过程(见图1)。在正常运行情况下,装置根据采集到的设备投运状态及人为设定的远方电力系统内运行状况,确定当前电力系统的运行方式编号 $n$ ,并找出存贮在计算机内的第 $n$ 张控制策略表。当装置判出系统内发生突然的扰动而起动时,按照起动前输电线路送出功率的数值找出第 $n$ 张表中 $Y$ 坐标的位置 $Y_i$ ;如果是在被保护区范围内发生故障(包括从通道传送来的远方故障信号),则判

出故障的类型方式,找出表中 $X$ 坐标的位置 $X_k$ ;接着从表中查出控制策略组 $Z_{ik}$ ,并执行 $Z_{ik}$ 内的控制措施;装置在发出控制命令后应检查是否确实已经执行,如发现拒动情况则改用相应的替代措施;在控制过程中如发现新的故障,则查表采取必要的补充措施。所述装置已投入运行,作用于两台600 MW中间再热式发电机组的快关汽门,快关方式分为短暂快关、持续快关及快速关闭主汽门只带厂用电运行。(见电力系统安全自动装置、按频率降低自动减负荷、电力系统自动解列装置)

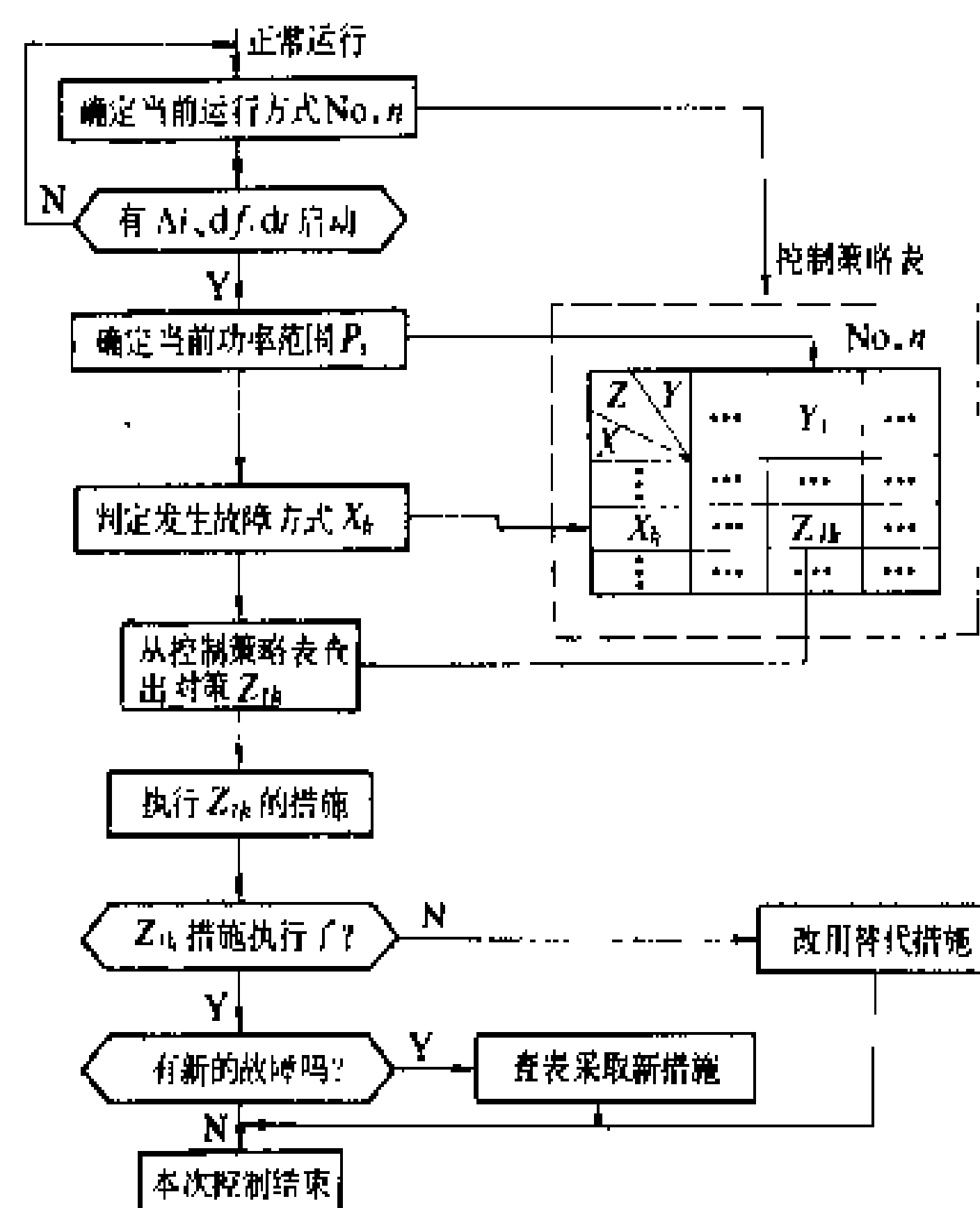


图1 中国某电厂稳定控制装置控制过程框图

**集中型稳定控制系统** 随着电力系统的发展,电力网结构日趋复杂,系统的稳定问题往往涉及较大范围,分散型稳定控制装置在许多情况下已不能满足电力系统稳定运行的需要,此时需要装设集中型的安全稳定控制系统,以便在一个区域性电力系统内或大区电力系统内统一协调稳定控制策略,按照故障的情况选择最有利的控制点和控制量,获得最好的控制效果。集中型稳定控制系统是按分层分区的控制原则设置的。如果控制的是区域电力系统,则设一套主装置,若干套子装置。主装置一般配置在系统的枢纽变电所或发电厂内,子装置放在有关监测和控制的厂站内。主装置与子装置之间经数据通道交换必要的信息,传送控制命令,子装置之间不发生直接的联系。这是一种中央放射型控制系统。在一个大区电力系统内,如果有关区域电力系统已装设了稳定控制系统,那么各控制系统的主装置与电力系统调度中心的计算机监控系统可经过数据通道紧密地联系在一起,由调度监控系统内的大型计算机(有的采用专用计算机)根据全系统的运行

信息,各区域稳定控制系统的运行情况,统一协调解决各区域电力系统之间的,或全系统的稳定控制问题,这就构成了大区电力系统的集中型稳定控制系统。

中国东北电力系统某区域稳定控制系统就是一个集中型稳定控制系统的实例。该系统由一套设在500 kV 枢纽变电所内的主装置和4套分别装在两个大型发电厂、两个500 kV 变电所内的子装置构成。主装置与子装置之间分别用电力线载波和光纤通道联系在一起(见图2)。在正常运行情况下,主装置接收各子装置发

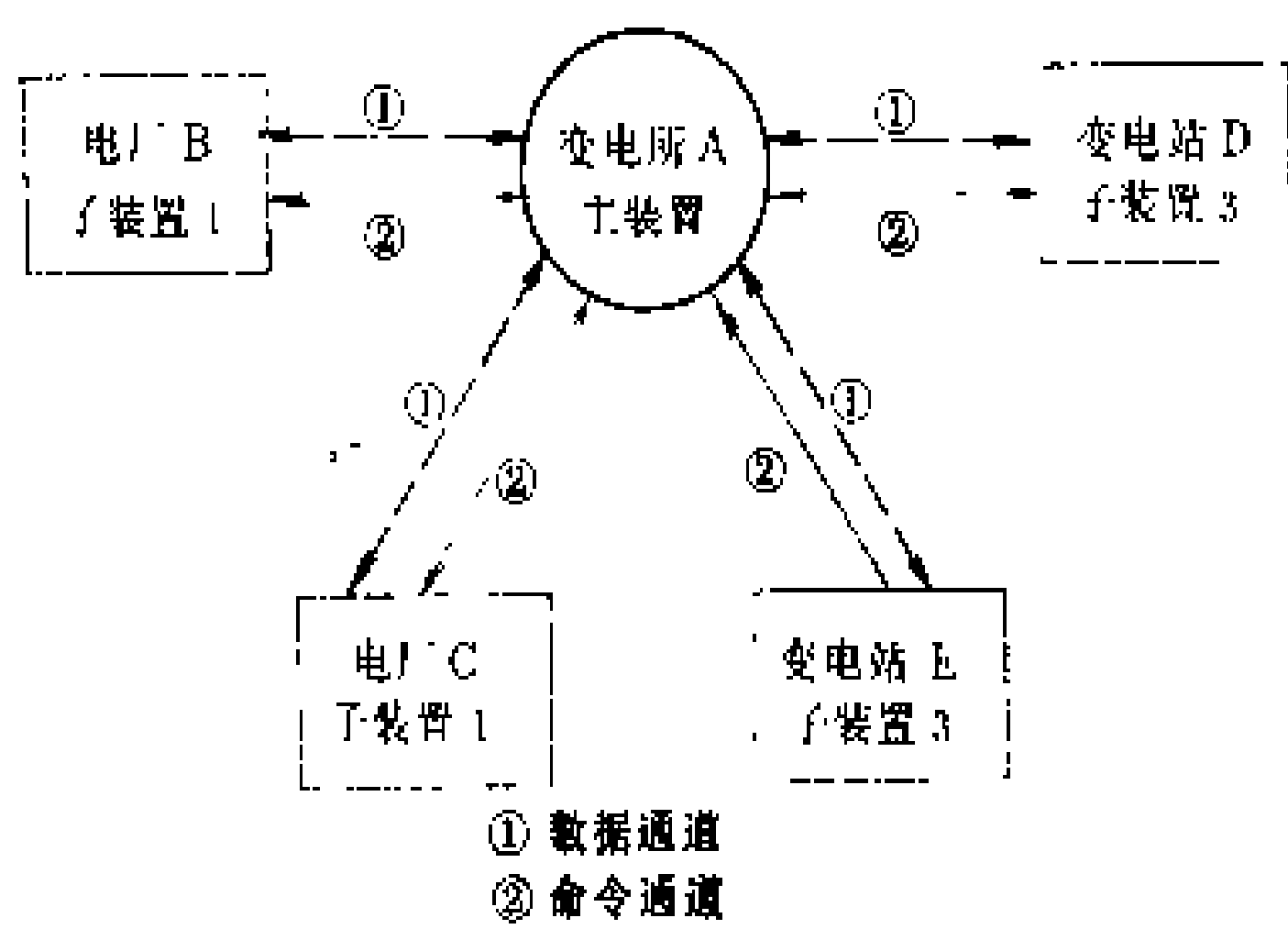


图2 某区域稳定控制装置联系框图

送来的各厂站的运行信息,根据输电线路的投运情况、发电机组的开停及出力、500 kV/220 kV 联络变压器运行状态等,识别电力系统当前的拓扑结构、运行方式,并将运行方式编号及有关数据送给各子装置,按照当前的运行方式编号各装置找出存放在装置存储器内当前使用的控制策略表(表的内容由离线计算结果确定)。当电力系统发生事故时,主、子装置分别判断出故障的类型、范围,立即从控制策略表内查出应采取的控制措施。有的措施在当地执行;有的需要其他厂站执行,此时经过主装置汇总再由主装置向相应的子装置发出控制命令。子装置在执行主装置发来的命令时需经当地判别方可执行。主装置确定运行方式和控制方案的过程如图3所示。主装置及子装置的事故处理过程如图4所示。该控制系统采取的稳定控制措施主要有切机、快减出力、解列高低压环网、控制重合闸时间等,解决该区域电力系统内的暂态稳定、过负荷等安全稳定问题。

日本、苏联、加拿大等国家在发展集中型稳定控制系统方面做了大量工作,一些稳定控制系统已经实际应用,并取得了很大的经济效益。

电力系统稳定控制技术的发展方向 目前电力系统稳定控制装置基本都是针对不同电力系统的特点开发研制出来的,装置的通用性差,无定型产品,生产周期较长,不能很好满足电力系统发展的需要。因此,实现稳定控制装置硬件、软件的模块化、标准化、系列化,利用标准化的模块按照各个电力系统不同的需要,方

便、灵活地拼装出成套的装置,是今后装置发展的方向。集中型稳定控制系统能解决大范围复杂的稳定问题,因此将成为电力系统的一个组成部分。今后一方面

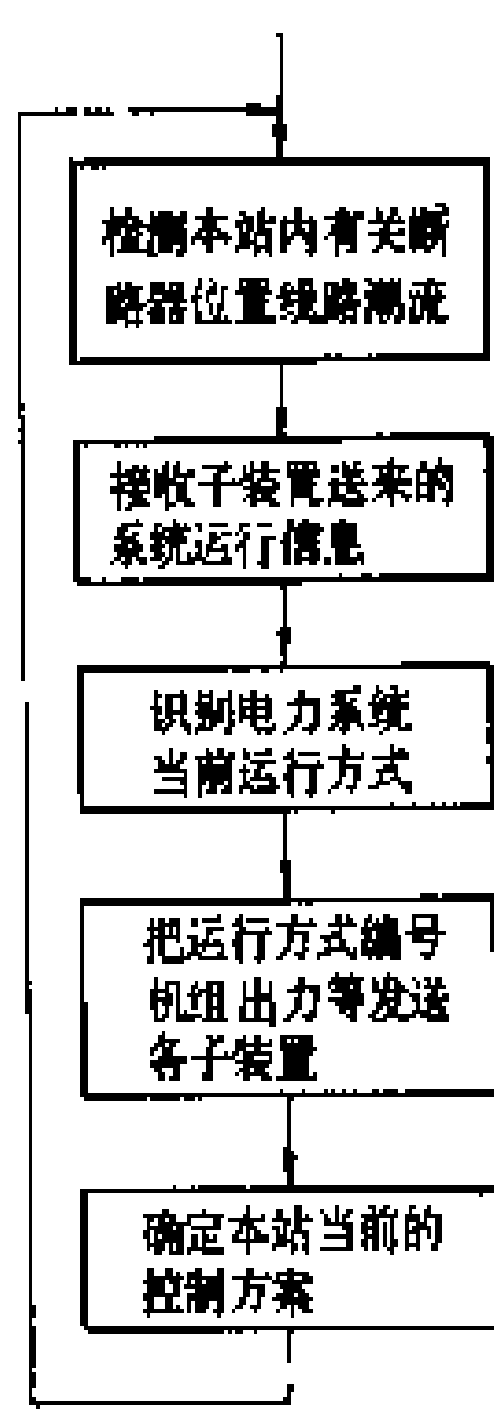


图3 主装置确定当前系统运行方式及控制方案过程

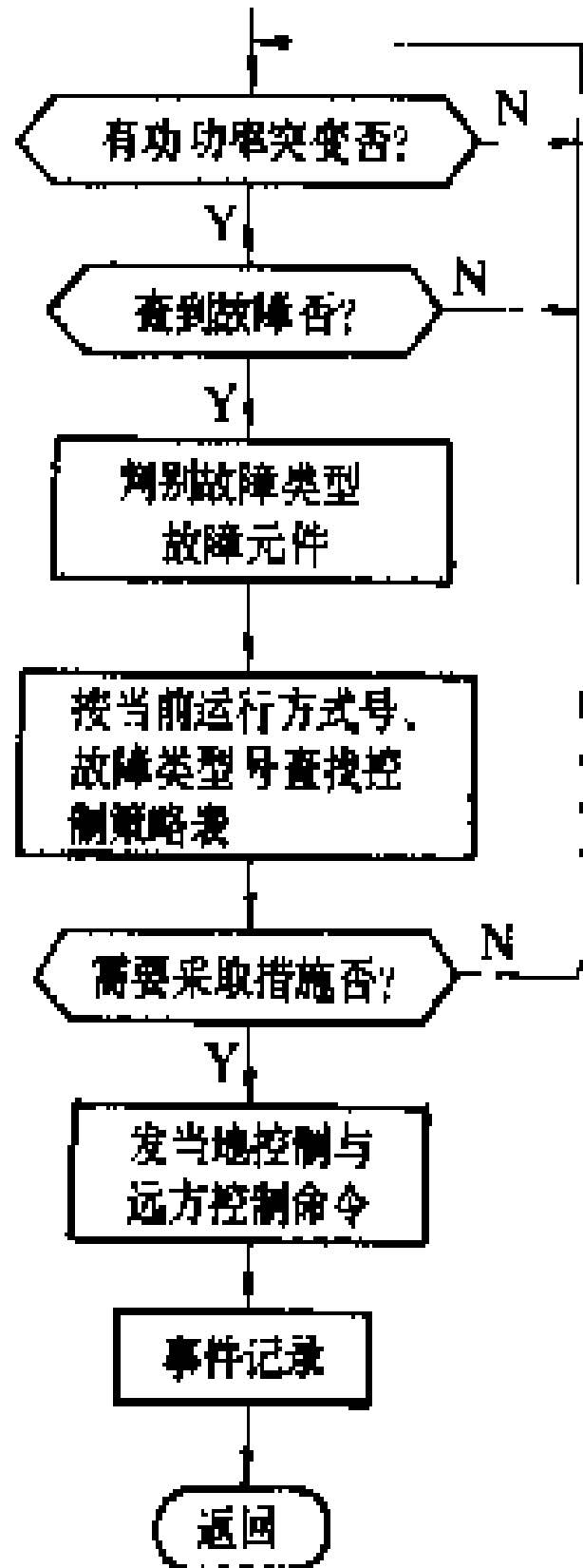


图4 主装置及子装置的事故处理过程

继续沿着分层分区控制的方向发展,一方面又与电力系统调度自动化监控系统相互渗透、相互补充,共享信息资源。

(孙光辉)

dianli xitong wendingqi

**电力系统稳定器** (power system stabilizer, PSS) 一种安装在发电机自动电压调节器上用以改善电力系统稳定性的附加励磁调节装置。它具有抑制电力系统内因阻尼不足而产生的低频振荡,改善电力系统在受到扰动后的动态品质(性能良好的稳定器可以抑制发电机在故障后第一周振荡后的振幅,以防止失去稳定),提高电力系统静态稳定和相应的输送功率极限三方面的作用。

在应用高增益快速励磁装置的电力系统中,当输电线重负荷或潮流分布不合理时,可能出现弱阻尼现象,使系统在受到扰动后,摆动不能很快衰减,甚至出现负阻尼现象,致使系统摆动的幅度越来越大,直至失去稳定。电力系统稳定器是在发电机的励磁系统中引入一个附加的镇定信号,使其直接反应系统摆动的变化,产生一个与发电机转速变化同相位的正阻尼转矩,用以补偿快速励磁系统所产生的负阻尼作用,使系统具有良好的动态响应特性,不致出现低频振荡现象。如图1所示,在 $t_1$ 时刻投入电力系统稳定器,系统经1~2次摆动,即可平息。

电力系统稳定器的输入信号为发电机转速变化

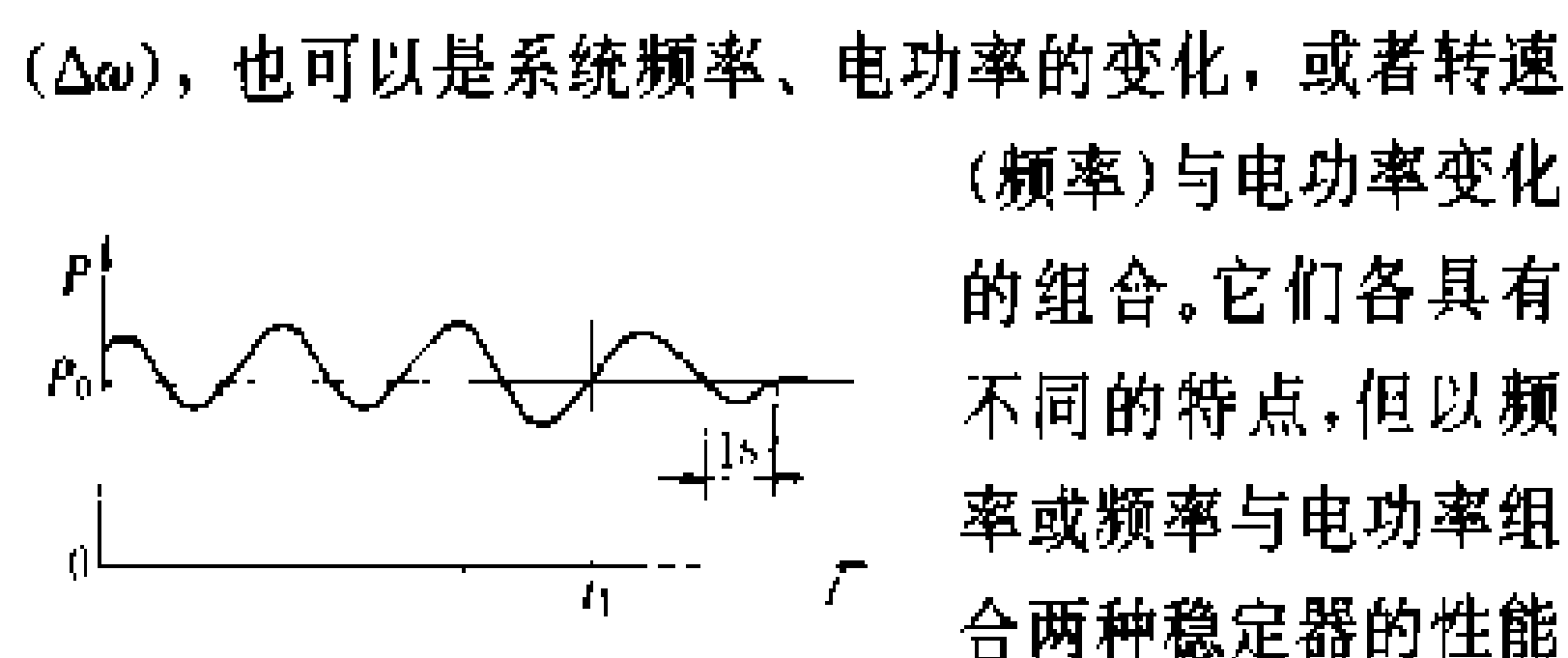


图1 电力系统稳定器的作用

较好。将这个信号通过一个相位可以调节的超前/滞后网络(见图2),用以补偿发电机及励磁系统中的固有相位滞后。这个网络的传递函数为

$$\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \times \frac{1+sT_3}{1+sT_4}$$

式中  $T_1 > T_2, T_3 > T_4$ 。再加一隔离环节,用以保证装置只在产生低频振荡时工作,以避免由于频率误差所造成的端电压的永久偏离,通常用微分隔离回路来实现,其传递函数为  $\frac{sK_P}{1+sT_P}$ 。图2中的限幅环节用以限制过大时的输出电压,滤波环节是用于信号处理。

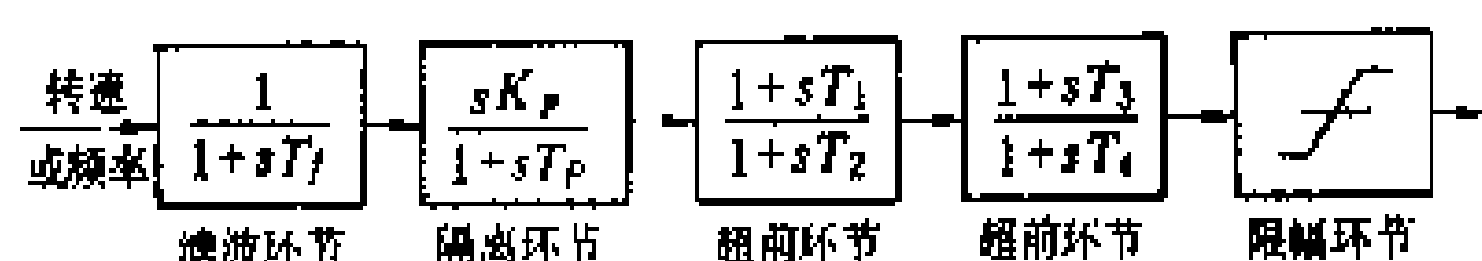


图2 电力系统稳定器框图

由于电力系统稳定器的阻尼作用,它不仅能抑制低频振荡,而且也能大大改善系统在受到扰动后的动态品质。同时,可以使励磁调节系统取用较大的放大系数,减小负荷变化对发电机端电压的影响,使发电机端或高压母线电压维持恒定,使静态稳定的极限达到相当于发电机电抗为零( $X_d = 0$ )时的值。

电力系统稳定器对于系统运行情况及参数的变化有很好的适应性,因此得到广泛应用。特别是在电气联系相对薄弱,线路输送功率较大的电力系统中,它是保证电力系统稳定性的重要措施。在多机组的电力系统中,则要从全局出发来确认电力系统稳定器的安装地点和协调稳定器的整定参数。

在苏联等国自20世纪50年代开始研究并已广泛应用强力式励磁调节器,它也是一种对励磁系统的附加控制,其目的也是通过励磁调节形成正的阻尼转矩分量,其输入信号可以是与功率角相关的运行参数(如发电机电流、电压)或者系统频率。

随着技术的发展,目前已研制出由微型计算机组成的电压调节器和电力系统稳定器,不但使硬件简化,提高其可靠性,而且还可实现随运行状态及网络结构变化的稳定器参数自动调整。

#### 参考书目

沈善德,刘取.现代电力系统的保护和自动装

置.北京:水利电力出版社,1988

(刘取)

dianli xitong wugong fuhe

**电力系统无功负荷** (reactive power of electric power system)

电力系统中所有感性元件从系统吸收的无功功率之和。电力系统无功负荷主要包括系统中用电设备所吸收的无功功率,输电线路的无功损耗,变压器的无功损耗,感性无功补偿设备所吸收的无功功率及晶闸管控制电路中所吸收的无功功率等。

用电设备所吸收的无功功率 主要是异步电动机吸收的无功功率。其值与载荷大小有关,一般满载时功率因数约为0.7~0.9,轻载运行时功率因数将降低。用电设备中,如果同步电动机比重较大则负荷功率因数将有所改善。一般电力系统内综合负荷的功率因数约为0.6~0.9。

输电线路的无功损耗 输电线路中电抗所消耗的无功功率,与线路电流平方成正比。这种无功损耗比线路上的有功损耗要大,特别是对大截面的线路尤甚。

变压器的无功损耗 包括两部分:①励磁损耗,这种无功损耗占额定容量的百分数,基本上等于变压器空载电流百分数( $I_0\%$ );②漏抗的无功损耗,在变压器额定负荷时,约与短路电压( $U_d\%$ )相等。

感性无功补偿设备所吸收的无功功率 主要为补偿系统中过剩的容性无功功率而设置的并联电抗器所吸收的无功功率。它与电压平方成正比。

晶闸管控制电路中所吸收的无功功率 主要为直流输电系统中换流装置所吸收的无功功率。换流装置在工作中要吸收相当大的无功功率,它的大小与直流输送功率、触发角(或关断角)及换相角有关。一般整流器吸收的无功功率约为直流输送功率的30%~50%,逆变器吸收的约为40%~60%。

此外,发电机、调相机欠激运行时吸收无功功率。这时,它们在电力系统中相当无功负荷。

(陈冠南)

dianli xitong wugong gonglu buchang

**电力系统无功功率补偿** (reactive power compensation of electric power system)

从满足电力系统电压质量,保持系统无功功率平衡以及改善电力系统动态过程中电气特性的基本要求出发,来研究并确定无功补偿装置的容量、类型和配置。

**无功补偿装置容量的选择** 根据电力系统发展规划中有功电源规划和电力网规划,进行全网的和分地区网的无功功率平衡计算,使系统的无功电源所发出



的无功功率与系统的无功负荷及无功损耗之和相平衡。如果无功电源发出的无功功率不足,则应当研究新增无功补偿容量,以达到两者相平衡的目的。由于无功功率在一天之内是变化的,往往在最大负荷时,无功功率不足,因此需要新增容性无功补偿容量,而在最小负荷时,无功功率有剩余,因而需要新增感性无功补偿容量。同时,在无功平衡计算中,还要考虑有一定的无功功率备用,以保证运行的可靠性和适应系统负荷变化的裕度要求。通常,在规划阶段,取容性无功备用容量为无功负荷的7%~8%,或者,进行技术经济计算后予以确定。因此,在系统最大负荷时应设置的容性无功补偿装置容量,为扣除无功电源产生量之后的无功负荷、无功损耗和容性无功备用三项之和。而在系统最小负荷时应设置的感性无功补偿装置容量为无功电源产生量与感性无功备用之和,并减去无功负荷和无功损耗。

**无功补偿装置的类型** 根据无功补偿的过程和功能,可将无功补偿装置划分为静态无功补偿和动态无功补偿装置两大类。前者包括有并联电容器,中、低压并联电抗器,交流滤波器和超高压并联电抗器。后者包括有调相机、静止补偿装置和静止无功功率发生器。

**并联电容器** 可以分组投切,主要功能是向电力网提供无功功率,以减少电网损耗,提高电力网电压水平。

**中、低压并联电抗器** 可以分组投切,主要功能是从电网吸收无功功率,以保证电压水平不超限。

**交流滤波器** 主要功能是滤波,吸收各次谐波电流,改善电压波形。同时也可向电力网提供无功功率。

**超高压并联电抗器** 补偿超高压电力网中的充电功率,降低系统工频过电压,减少潜供电流和便于系统并列。

**调相机** 向电力网提供连续调节的容性或感性无功功率,改善电力系统稳定,抑制系统振荡,保证电力网电压水平。

**静止补偿装置** 类别有可控饱和电抗器型静止补偿装置,自饱和电抗器型静止补偿装置,晶闸管控制电抗器型静止补偿装置。这些装置可快速连续地调节,向电力网提供所需的容性或感性无功功率,能维持电网电压水平,改善电压波形,抑制电压闪变、限制动态过电压、改善电力系统稳定,抑制系统振荡等,但价格昂贵。

**静止无功功率发生器** 向电力网提供快速连续调节的容性或感性无功功率,维持电力网电压水平,改善电力系统稳定,抑制电压闪变。

**无功补偿装置的配置** 电力网无功补偿装置的配置与电力网结构,网络参数,地区无功功率缺额和用户对电压的要求等具体情况有关。因此,要根据电力系统

在各种运行方式下的调相调压计算,稳定计算,谐波计算,工频过电压和潜供电流计算的结果,通过对这些结果进行技术分析和方案经济比较,综合地加以确定。一般,无功补偿装置的配置应贯彻分区平衡,就地补偿,便于调整电压,以及能满足系统动态过程中的技术要求这一原则。在用户负荷侧,若有无功功率缺额,则采用分散补偿,以减少无功功率的流动,降低损耗。若地区无功功率不足,则采取在变电所内集中补偿,以便易于操作控制,有利电压调整。电力系统发展规划,对那些小容量分散的用户,和无特殊技术要求的变电所,是采用分组可投切的电容器或电抗器进行补偿,而对大容量中枢变电所,和有特殊技术要求的变电所,例如,要求改善电力系统稳定水平,抑制电压闪变,限制动态过电压和平息系统振荡等,则采用调相机或静止补偿装置。

(张惠勤)

dianli xitong wugong gongliu pingheng

**电力系统无功功率平衡** (reactive power balance of electric power system)

根据电源发展规划和电力网发展规划,进行无功功率平衡计算,使系统的无功电源所发出的无功功率与系统的无功负荷相平衡。其目的在于维持各种运行方式下电力网各点的电压水平,确定无功补偿装置的配置及型式。

**无功功率平衡原则** 按地区并按电压等级对无功电源和无功负荷进行平衡,即避免经长距离线路或多级变压器传送大量无功功率,以降低电力网损耗、实现经济运行。进行无功平衡时尚需考虑随负荷值的变化,应具有的调节能力。

**无功电源及负荷** 进行无功功率平衡时,应考虑无功电源和无功负荷两个方面。其中无功电源包括:①发电机发出的无功功率;②系统无功补偿设备容量;③110 kV及以上电压架空线路及各级电压电缆的充电功率;④从电力网外可能输入的无功功率。无功负荷包括:①系统用户无功负荷,主要是异步电动机无功负荷;②线路和变压器的无功损耗;③并联电抗器消耗的无功功率;④发电厂厂用无功负荷;⑤晶闸管,包括直流输电,在整流和逆变时吸收的无功功率。

**无功备用** 进行无功功率平衡需要留有一定的无功备用,以适应系统负荷的变化并满足运行的可靠性。无功备用即无功设备裕度,它包括以下三个部分:①发生故障时的裕度;②估算误差的裕度;③节日及气候突变日的裕度。通常无功备用容量取无功负荷的7%~8%,有时也要进行分析计算后才能确定。

**运行方式选择** 进行无功功率平衡计算时,一般取对应最大无功负荷及最小无功负荷运行方式进行平

衡。根据最大负荷求出电容性无功补偿设备容量,根据最小负荷求出电感性无功补偿设备容量。

(陈淑真)

dianli xitong xianchang shiyan

**电力系统现场试验** (field tests on electric power system) 一些相关的电力系统元件、装置或设备组成具有一定运行功能的单元,与运行中的电力系统相连,进行整体功能试验或利用独立电源试验后再并入电力系统进行的试验。

在确定电力系统现场试验项目时,应注意下列几点:①用模拟试验或计算分析可达到考核和研究设备(系统)目的者,不进行现场试验;②现场试验风险很大,而又必须试验考核的项目,可采用分段试验或用替代的间接试验方法处理;③凡必须进行系统现场试验,且经采取安全措施,既可保证系统和人身安全,又能满足试验对量测精度要求的,应编制周密的试验方案,在调度、运行操作人员和试验人员相互配合下,进行试验。通常有校核系统性能的试验和校对电力设备性能的试验,此外还应考虑到试验准备,试验注意事项和试验总结等。

校核系统性能的试验

(1) 系统频率特性试验。中、小型电力系统中在锁住其他发电厂原动机调速机构的条件下,指定某发电厂按预定的变动幅度和时间间隔分阶段逐步压低出力,在每一阶段间隔内稳定出力不变,各发电厂及变电所同时测录有功、无功功率和频率。重复上述操作,直至系统频率允许的最低点。然后逐步增加出力,重复上述试验,从而可获得系统有功、无功出力和频率的关系曲线。大型系统可解列成几部分,分别进行上述试验,然后复合成全系统的静态频率特性。在系统频率正常时,还可同时切除部分机组,并测录功率和频率的变化,以求取动态频率特性。

试验的关键在于:①事先估算频率下降至最低点时对系统安全的影响,并采取相应的预防事故措施;②调速系统的锁定,要求既牢靠又便于撤除;③测录设备的精度和测录的同时性。

试验获得的频率特性是在一定运行条件下的试验值,但用以估算系统功率不平衡所引起的频率变化,仍不失为一个依据。从调查负荷构成入手,依据各类负荷的频率特性,能复合成系统频率特性,可与测试结果相互印证。

(2) 系统电压特性试验。系统电压不能像频率那样等幅全系统同起同落,因此只能在系统的某一局部,例如一个变电所供电范围内试验。电压一般在1.1~0.7额定电压范围内调整,变化幅度不可能很大,因为

这受到调压手段和负荷所能承受最低电压的制约。通常在切断被试变电所二次侧和系统的联系且频率稳定的条件下,调节变电所变压器的带负荷调节分接头,或解列一地区系统,利用发电机及调相机等调压,以求取负荷的电压特性曲线。即在分阶段逐步降、升电压的过程中测录频率、电源和负荷的有功(无功)功率和电压值,并通过调研获取被试负荷的行业类别资料,从而获得该行业负荷的电压特性曲线。

(3) 静态稳定输送极限试验。在联络线多于一回时,以不少于一回线为热备用,送受端电压调节装置均投运的条件下,逐步增加送端出力或减小受端电源出力,分阶段测录联络线潮流、调压器输出、送受端有关节点的有功(无功)功率和电压。待线路功率即将抵达事先计算的极限值(具有15%左右储备)时,调度和运行人员作好热备用线路及时投运、增加受端电源出力和切除部分受端负荷的准备,减缓线路输送功率增大的速率,连续不断地测录数据。在系统失步的瞬间,立即投运热备用线路,增加受端出力,将系统拉入同步。若预计事故难以抑制,应按事先安排的拉闸顺序果断切除负荷,直至系统拉入同步。若仅有一回联络线时,一般不进行这种试验,除非受端负荷允许短时停电。

(4) 系统切除电源试验。在系统中人为地切除一定量的电源或重载输电线,使系统按试验要求产生一定程度的供需不平衡,从而测录动态过程中系统频率、潮流及各有关节点电压,以检验系统动态响应和自动调节装置间的协调配合,并可和(1)~(3)项试验和静态数据比较,从而检验系统的抗干扰能力。

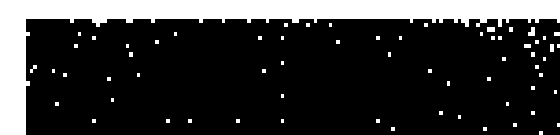
(5) 系统短路故障试验。检验系统暂态和动态稳定、过电压和绝缘配合、继电保护性能和配合、潜供电流及其恢复电压、通讯干扰、自动和远动装置等的综合试验项目。一般事先进行分析,确定故障涉及面和影响程度,然后在线路上进行人工单相金属弧光瞬间接地,实行可控的人为故障试验,达到综合检验上述内容的系统功能和动态响应。

(6) 低频振荡、次同步谐振试验。试验的目的在于检验电力系统稳定器、次同步谐振阻尼器的配置和调整。一般是先通过模拟试验和计算分析,对系统中存在的上述问题作较详尽的研究分析,初选稳定器或阻尼器的配置地点和参数整定,然后利用改变系统运行方式及切除部分电源或线路的方法诱发振荡,以确定运行参数并验证其效果。

(7) 直流输电系统试验。见输电与配电卷直流输电工程系统试验。

校对电力设备性能的试验

(1) 开关投切空载长线试验。试验前应进行计算分析,必要时采取措施防止发电机自激的发生。需要时



也可从系统中解列部分机组进行试验,但必须事先计算表明不会导致自激。试验可按单项投切空载长线路、合闸0.5 s后分闸及按分闸0.3 s后再进行合分闸试验程序进行,目的在于检验开关切合线路空载电容电流的能力;考核工频暂态、稳态过电压和操作过电压,即确定由线路电容效应引起工频暂态电压升高的电容系数 $K_c$ ,取决于系统零序阻抗与正序阻抗之比的不对称效应系数 $K_1$ 和取决于故障方式、操作方式及开关操作特性(不同期性、合闸相角、并联电阻投入时间等)的冲击系数 $K_M$ ,从而为校核绝缘配合和设备绝缘水平提供依据。

(2) 串联电容补偿装置、并联电容补偿装置、静止补偿器、同步调相机、大型变压器(变电所)和超高压输电线路等的调整试验。一般可根据需要在系统中或在解列出的部分机组上进行上述试验(尤其当设备需要进行零起递升电压时)。

#### 试验准备

(1) 技术准备。依据试验的目的和要求、电力系统可能提供的试验环境及制约条件,拟定试验方案,并为此进行计算分析、模拟试验及设计制作专用测试设备。这是试验能否实现预期目的的必要前提。

(2) 组织准备。试验牵涉面广,需要运行、操作、调度、通信和测试等各部门的协调配合,因此,要建立由上述各部门人员组成相应的试验组织,负责这方面的工作。大型试验还必须在该组织统一安排下,结合试验主要内容或对系统运行安全影响大的项目进行预演,以便及时发现各部门间不够协调一致的因素和试验准备工作中的不足之处,并促使参加试验人员对试验目的、要求、步骤等有进一步的理解,有助于试验有条不紊地进行。

**试验注意事项** 电力系统现场试验是多专业又和运行生产系统紧密相联系的综合性试验。①必须特别注意人身和设备安全,防止危及系统安全运行。②系统试验往往是一次性的,事先颇难校核试验条件或重复试验,因此,及时校核测录数据及试验条件是十分必要的,是试验能否真正获得成果的关键。

**试验总结** 全面获取和深化成果的最后一步是及时整理、归纳和综合分析测录数据,即数据相互间逻辑关系的校核,与模拟试验、计算分析数据的对比及理论分析,这点十分重要。否则事过境迁,或丢失部分关键数据,或发现数据间相互关系不合逻辑,或试验条件记录不明确或过于简略,以致严重损害试验成果的质量。

(蔡 邨)

ance of electric power system) 维持电力系统总发电有功功率与总负荷有功功率任何时刻都达到平衡的全部运行调整过程。总发电有功功率是所有发电机发出有功功率的总和。总负荷有功功率包括:发电厂厂用电总有功功率、输配电设备有功功率损耗和所有用户有功功率总需求。

**系统有功功率变化** 正常情况下,电力系统的负荷总在不断变化,要不断调整电力系统的总发电有功功率与之相适应,才能时刻保持平衡。随昼夜和季节以及经济增长情况的不同,电力系统负荷变化有一定的规律性,因而可以预测;对于发电机组故障停机、输变电设备故障等引起有功功率平衡遭到严重破坏的非正常情况,往往只能在出现了不平衡之后,采取临时调整措施以维持平衡。

**系统有功功率平衡** 有功功率过剩,系统频率升高;有功功率不足,则系统频率降低。电力系统频率是有功功率平衡与否的标志,同时也是电能质量的重要指标。

对频率值允许偏差有严格规定,有的系统规定为 $\pm 0.2$  Hz,有的规定为 $\pm 0.1$  Hz(见电力系统频率)。频率偏差过大,首先受影响的是汽轮发电机组的寿命,同时降低对用户的供电质量。

#### 系统有功功率平衡的条件

(1) 满足负荷需求。保持有功功率平衡的先决条件是,在高峰负荷期间,电力系统最大可能出力要大于系统最大负荷。(见电力系统运行备用容量);在低谷负荷期间,电力系统最小可能出力要小于系统最小负荷。

(2) 满足调峰需要。系统发电出力必须满足一日之内调峰容量的需要,同时发电出力的增减速度还必须满足负荷变化速度的需要。系统负荷变化的速度很快,有的电力系统在达到高峰负荷的过程中,每分钟可达最大负荷的3%~5%。如果系统总发电有功功率增长速度小于负荷上长速度,系统的频率就可能降低到允许偏差范围之外。用水力发电机组调峰,有功出力可以在数分钟内由零达到最大,还能提高火电运行的经济性,还可以作为事故备用。所以,世界各电力系统都多开发水电,且对其设计容量侧重调峰能力的考虑。水电资源少的电力系统,则设法开发抽水蓄能机组,并安排火电调峰机组。

(3) 满足事故备用的要求。在安排系统总发电容量时,除满足负荷需求之外,还要考虑系统中最大容量单台机组因故障断开以及最大容量发电厂全停的可能性,和遇此等情况时可能迅速调出的事故备用容量。(见电力系统运行备用容量)

**系统有功功率平衡的控制** 除调速器的一次调节以外,以往,电力系统靠值班调度员通过电话指挥发电

dianli xitong yougong gongli pingheng

电力系统有功功率平衡 (active power bal-

厂运行人员手动调整发电机出力以维持有功功率的平衡(见电力系统频率调整),这当然不能保持较好的频率质量。以后采用了自动调频装置(见有功功率与频率自动控制),根据频率偏差值和频差积累量自动控制发电机组的出力,改善了频率质量。现今,电力系统使用自动化程度高的能量管理系统,除自动调频功能外,还能根据实际负荷的变化,提前数小时修正调度日计划中的负荷预测与发电厂的出力计划,以保证有功功率的平衡。

为应付系统缺电,必须事先做好安排有计划地限制一些用户的用电量,并事先编排好手动切除负荷的序位表和规定手动切除负荷的具体条件,使调度员有所遵循,能及时果断地采取必要措施。

(王满义)

dianli xitong yuandong jishu

**电力系统远动技术** (telecontrol techniques for electric power system) 运用通信、电子和计算机技术采集电力系统实时数据,对电力网和远方发电厂、变电所的运行进行监视与控制。它是应用远程通信技术,完成遥信、遥测、遥控和遥调的总称,通称四遥。

按数据传输方式,远动分为循环式和问答式两种。被控站将采集到的实时数据按约定的规则循环不断地向控制站传送的称为循环式(cyclic digital transmission, CDT);控制站要获得监视的信息,需先向被控站查询,然后数据才从指定的被控站送往控制站的称为问答式(polling)。前者只需上行通道便能工作,后者要求有上行、下行双向通道方能工作。

**发展过程** 远动技术最早是在自动电话交换机和电子技术基础上发展起来的。20世纪40年代起用于电力工业的远动设备便是用电话继电器、步进器和电子管为主要元件组成的。随着半导体技术的发展,60年代出现晶体管无触点式远动设备,70年代出现集成电路远动设备。计算机技术的发展,微处理器等大规模集成电路进入远动领域,构成了微机远动设备与系统。80年代,远动技术在中国电力工业中迅速得到推广应用,从而促进了电力系统调度自动化走上实用化道路。

**功能** 远动的基本功能概括为四遥,即遥信、遥测、遥控、遥调,是运用远程通信技术完成的功能。

**遥信** 完成对远方电力设备工作状态的监视,如对告警信号、断路器位置、阀门位置等状态的监视。

**遥测** 完成电力系统远方被测量的传输与监视,主要被测量有电压、电流、有功功率、无功功率、频率、相角、有功电能量及无功电能量,此外还有水位及温度等非电量。

**遥控** 完成改变远方运行设备状态的命令,如远方操作断路器使之投入或断开。

**遥调** 完成对具有两个以上状态的运行设备的控制或参数设置,如改变变压器分接头位置,改变发电机输出功率的设定值。

此外,事件顺序记录、远动当地显示功能、事故追忆等也已成为远动的重要功能。

**事件顺序记录** 它是当电力系统故障时连续出现多个电力设备状态发生变化,通过计算机处理按时间顺序加以显示、打印的一种功能。分辨率是毫秒级。(见事件顺序记录)

**远动当地显示功能** 被控站所采集的实时数据经

适当处理后显示于当地的屏幕显示器或模拟屏,并有事件打印、制表打印等,帮助厂站运行人员对运行设备加强监视。

**事故追忆** 对电力系统事故发生前后的运行情况进行记录。它和事件顺序记录不同。它是在远动主站端滚动存储若干时段(秒)的重要遥测遥信信息,当某一时段事故跳闸时立即冻结前5s和后10s的全部信息,供调度员查询。查询后解冻,继续滚动存储。分辨率是秒级。

**基本构成** 图1为远动系统的基本构成,通常是由控制站、被控站和远动通道(也称数

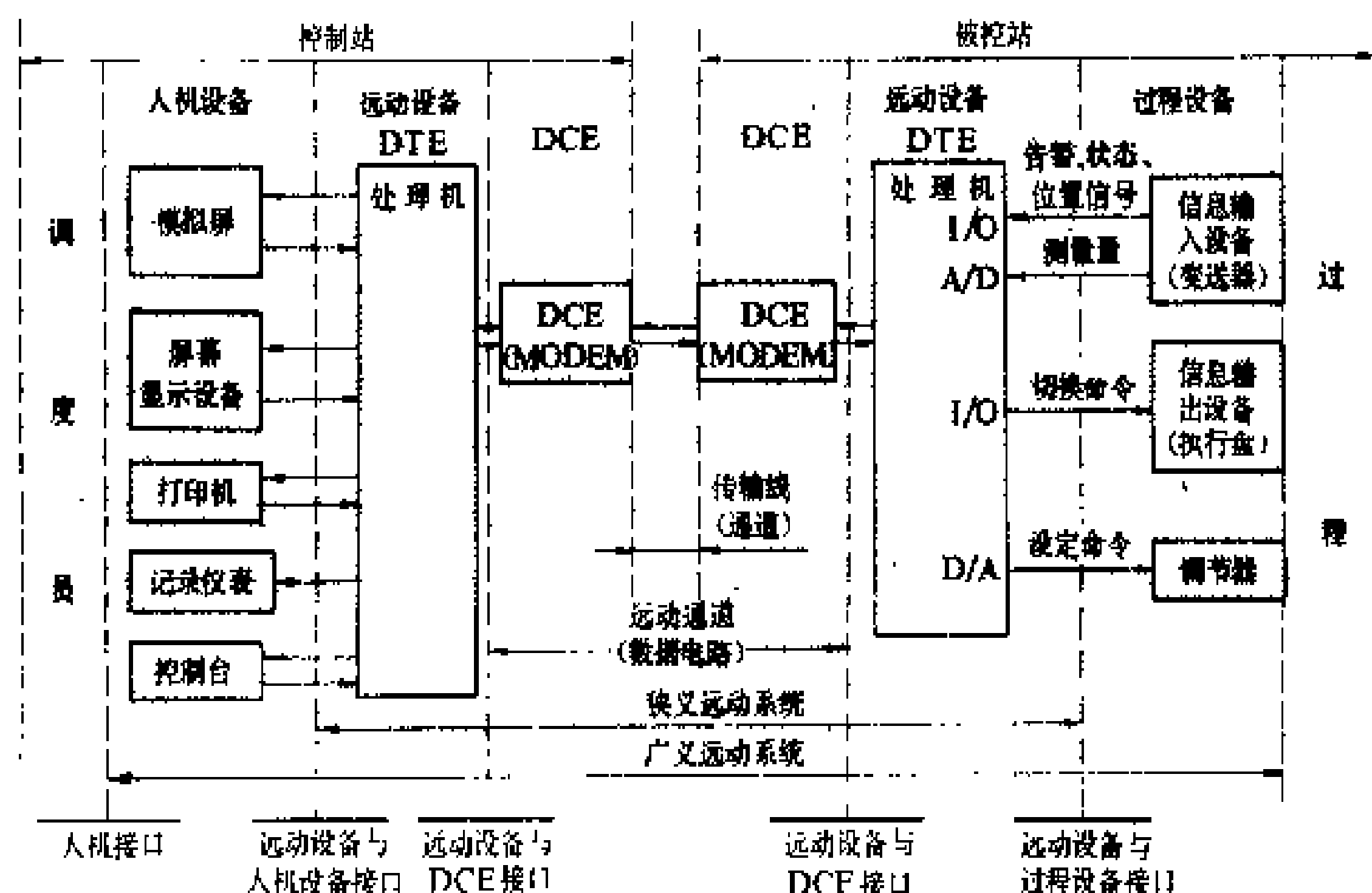


图1 远动系统的基本构成

DTE—数据终端设备; DCE—数据电路终接设备; MODEM—调制解调器;  
I/O—输入输出; A/D—模数转换器; D/A—数模转换器



据电路)三部分组成。运动系统分狭义运动系统和广义运动系统,前者包括两端运动设备和运动通道;把控制站的人机设备和被控站的过程设备也包括进去的称广义运动系统。

被控站运动设备 包括运动设备、调制解调器和过程设备三部分。过程设备又包括信息输入设备(如变送器)、信息输出设备(如执行盘等)以及调节器。在数据通信中:运动设备相当于DTE,调制解调器相当于DCE。被控站运动设备又称运动终端(RTU)。

过程设备面向电力生产过程,它把强电特性的信息转换为计算机、电子电路能处理的小信号,或相反。厂站的告警、状态和位置信号经光电隔离转换后送处理机的输入口上,测量量经变送器转换后送处理机的A/D人口上,处理机将这两种输入进行处理,按规约(见运动传输规约)要求发往控制站。遥控、遥调命令由控制站发出,被控站处理机接收后输出给执行盘、调节器,控制电力生产过程。(见运动终端、电力系统调度信息)

控制站运动设备 包括运动设备、调制解调器和人机设备三部分。人机设备有模拟屏、屏幕显示设备、打印机、记录仪表和控制台等。

控制站运动设备又称主站。它接收被控站送来的遥测、通信信息,经处理后反映于模拟屏、屏幕显示设备、打印机及记录仪表,让调度员清晰地了解厂站运行状态和参数变化情况。相反,调度员通过控制台可向处理机输入命令,发往被控站,进行遥控、遥调操作,改变厂站运行设备的状态或设定值。(见调度自动化系统)

运动通道 包括控制站和被控站的调制解调器和传输线路。运动通道又称数据电路,通常通过远程通信系统来实现。(见运动通道)

运动接口 图1下部表示运动接口:①被控站的运动设备与过程设备接口;②两站的运动设备(DTE)与调制解调器(DCE)接口;③控制站的运动设备与人机设备接口。相应设备上的输入输出接口必须具有符合标准规定的物理特性。

DTE 与 DCE 间接口称为通信接口或串行接口。计算机外部设备与CPU 交换信息时,为了减少接口线,要求采用串行通信,而CPU 的输入、输出是并行数据,因而需要并行变串行或串行变并行转换。当DTE 向DCE 发送数据时,通信接口的控制器进行并行变串行转换,当DTE 接收DCE 数据时,则进行串行变并行转换。

运动设备与过程设备接口 归纳为4种接口信号:①数字式输入信号;②数字式输出信号;③模拟式输入信号;④模拟式输出信号。

数字式信号分电流型和电压型两种,国际电工委

员会(IEC)推荐电压型使用值为:直流12 V, 24 V, 48 V, 60 V。不推荐使用交流信号。IEC 推荐使用电流型数字信号值,如表1。

表 1 IEC 推荐使用电流型数字式信号值

C1级	1	5	-	0.1	-	0.2
C2级	5	10	0.05	0.5	0.1	1
C3级	10	50	0.1	1	0.2	2
C4级	50	-	0.25	2.5	0.5	5

模拟式输入与输出信号也分电流型与电压型两种。电流型使用值为:0~5 mA,0~10 mA,4~20 mA, -5~+5mA, -10~+10 mA;电压型使用值为:0~1 V, 0~5 V, 0~10 V, -1~+1 V, -5~+5 V, -10~+10 V。IEC 推存使用电流型。

数字式信号的脉冲波形有一定要求,如图2。

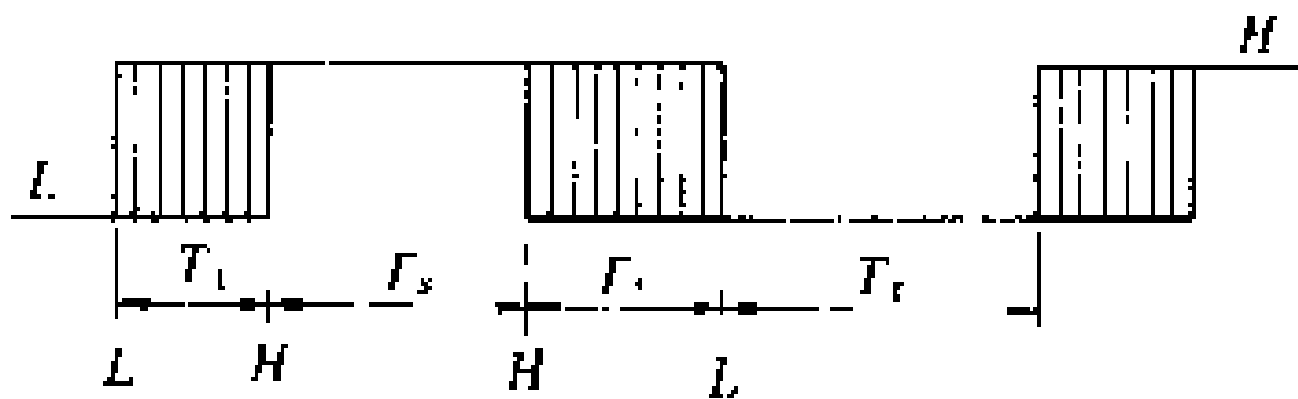


图 2 数字信号脉冲参数

$T_s$ —脉冲时间;  $T_r$ —间隔时间;  $T_t$ —脉冲信号跳变时间;  
 $L$ —低电平;  $H$ —高电平

运动设备(DTE)与调制解调器(DCE)接口应符合 CCITT/V. 24建议《DTE 与 DCE 交换电路间接口要求》。运动用接口信号线分发送线与接收线。

- (1) 发送线。103线——发送数据线;  
102或102 a线——信号地线或公共回线;  
106线——DCE 已就绪线;  
105线——请求发送线;  
113或114线——发送信号定时线(同步系统用)。
- (2) 接收线。104线——接收数据;  
102或102 b线——信号地线或公共回线;  
107线——数据组已就绪线;  
109线——数据通道载波检测线;  
110线——数据质量检测线;  
115线——接收信号定时线(同步系统用)。

这些接口线的功能、电气特性及连线插头针分配均应符合国际标准,如表2所示。

运动设备与人机设备接口 分 A 类和 B 类两类



接口。

(1) A类。有灯、开关、记录器与毫安表等，这些均属数字或模拟式输出或输入类型，接口要求和运动设备与过程设备接口的要求相同。

表 2 DTE - DCE 接口的有关国际标准

CCITT		ISO	对应的美国 EIA		
功 能	电气特性	连接插头针分配	功 能	电气特性	连接插头针分配
V. 24	V. 28	ISO 2110 (25 针)	RS 232C	RS 232C	RS 232C
V. 24	V. 10	ISO 4902 (37 针)	RS 449	RS 423A	RS 449
V. 24	V. 11	ISO 4902 (37 针)	RS 449	RS 422A	RS 449

(2) B类。有屏幕显示器、打印机、模拟屏与控制台等，这些均为串行或并行的数字式传输通道接口，接口要求按所配外部设备的要求。

**链路结构** 站与站间的数据传输设施称为链路(link)，运动系统的链路结构有点对点、多个点对点、星形、共线、环形以及复合型等。

**点对点** 控制站和一个被控站通过一个专用链路连接，实现全双工通信，如图3(a)所示，图中圆圈表示链路。

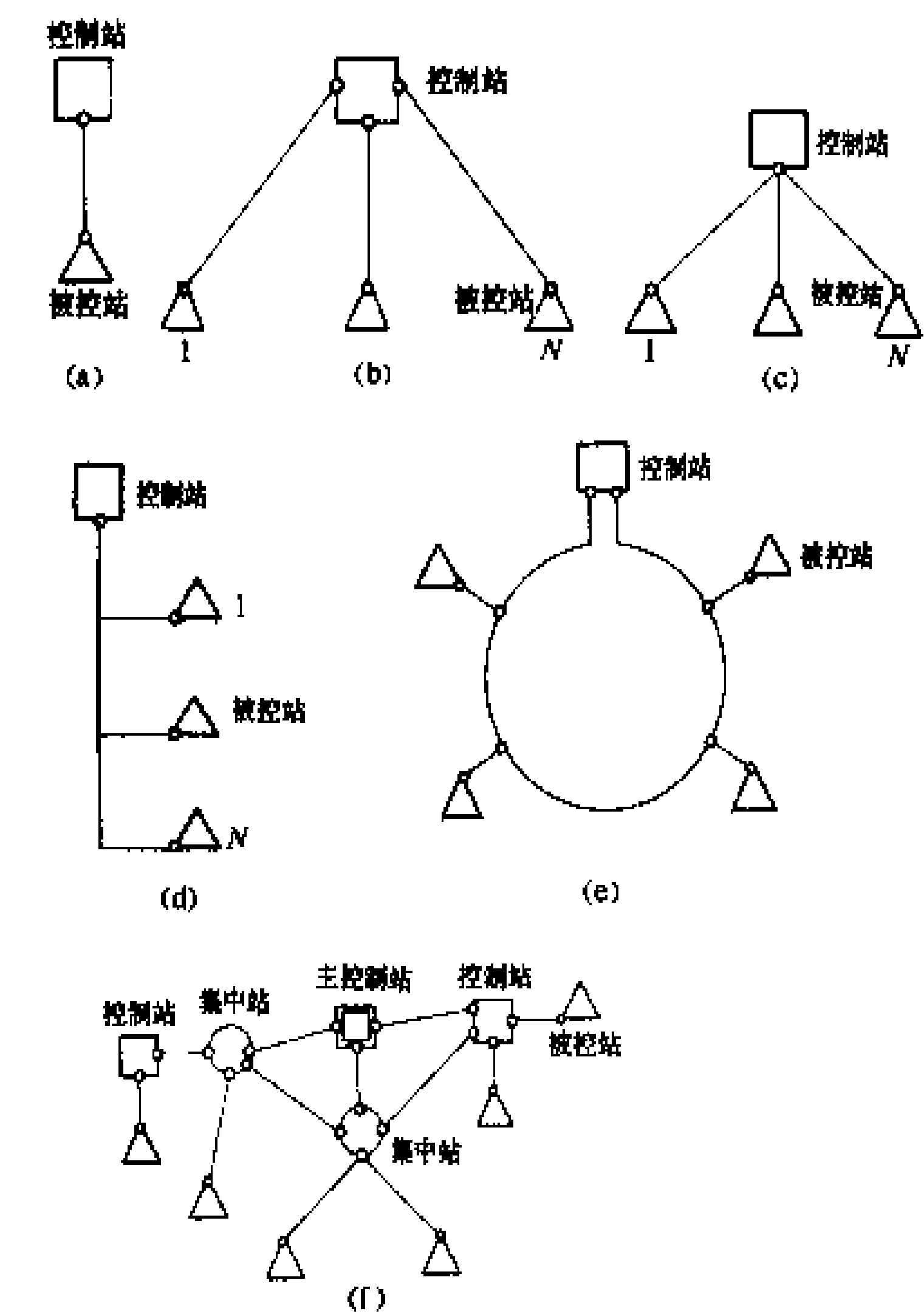


图 3 运动系统链路结构图

(a) 点对点结构；(b) 多个点对点结构；(c) 星形结构；  
(d) 共线结构；(e) 环形结构；(f) 复合型结构  
注：圆圈表示链路。

**多个点对点** 控制站和  $N$  个被控站通过  $N$  条链

路分别点对点连接，控制站和  $N$  个被控站可同时通信，通信方式同点对点，如图3(b)所示。

**星形** 控制站和  $N$  个被控站用一个公共链路连接，如图3(c)所示，任何时间只允许一个被控站与控制站传送数据，控制站则可向一个或  $N$  个被控站传送数据，采用半双工通信方式。

**共线** 控制站和  $N$  个被控站通过一个公共链路按共线方式连接，如图3(d)所示。采用半双工通信方式。

**环形** 多个被控站接在一公共环路上，环路的两端与控制站的两个链路连接，如图3(e)所示。通信方式同共线，优点是发生线路中断时可通过环路两端保持与各被控站通信。

**复合型** 点对点、多个点对点、星形、共线、环形等几种方式的组合，如图3(f)所示。

**运动传输规约** 为了保证控制站与被控站间正常通信，运动设备与系统必须遵守共同的运动传输规约。CCITT 与 ISO 制订了一套数据通信的国际标准协议。运动属于一种数据通信，但实时性要求高且电力有强干扰，IEC 在 CCITT 和 ISO 的国际标准基础上制订了性能增强型结构 (Enhanced Performance Architecture, EPA) 规约，为 IEC870—5《运动传输规约》(1990)。主要内容有运动帧格式、应用数据结构以及传输规则三个部分。(见运动传输规约)

中国目前有两种电力行业标准的运动传输规约：①DL451—91《循环式运动传输规约》；②《问答式运动传输规约》。

**循环式运动传输规约** 见运动传输规约。

**问答式运动传输规约** 等效采用 IEC870—5 标准 (见运动传输规约)。西方先进工业国家各厂商的运动规约均陆续改为符合 IEC870—5 国际标准。

**性能要求** 主要是可靠性、有效性(可用性)、可维护性、数据完整性、时间及遥测精度等6个方面。

**可靠性** 以平均无故障间隔时间 MTBF 表示运动系统的可靠性，如表3所示。

**有效性** 又称可用性，以系统在给定时间范围的可用时间的百分数表示有效性，即

$$A = \frac{\text{工作时间}}{(\text{工作时间} + \text{不工作时间})} \times 100\%$$

也可以预计有效性  $A_p$  计算，即

$$A_p = \frac{\text{MTBF}}{(\text{MTBF} + \text{MTTR})} \times 100\%$$

式中 MTTR 为平均修复时间。表4为有效性的要求指标。

表 3 可靠性要求指标

可靠性等级	平均无故障间隔时间 (MTBF)
R1	MTBF≥2000h
R2	MTBF≥4000h
R3	MTBF≥8760h

表 4 有效性要求指标

有效性等级	有效性 (A)
A1	A≥99.00%
A2	A≥99.75%
A3	A≥99.95%

表 9 总误差要求指标

精度等级	总误差 E
A1	E≤5.0%
A2	E≤2.0%
A3	E≤1.0%
A4	E≤0.5%
Ax	特别级 (数字式输入量)

可维护性 以平均修复时间表示其可维护性,表5为要求指标。

表 5 可维护性要求指标

可维护性等级	平均修复时间 (MTTR)	可维护性等级	平均修复时间 (MTTR)
M1	MTTR≤36h	M3	MTTR≤12h
M2	MTTR≤24h	M4	MTTR≤6h

数据完整性 以信息残留差错概率表示数据完整性,要求指标见表6。

表 6 数据完整性要求指标

数据完整性等级	信息残留差错概率 R
I1	R≤10 <sup>-6</sup>
I2	R≤10 <sup>-10</sup>
I3	R≤10 <sup>-14</sup>

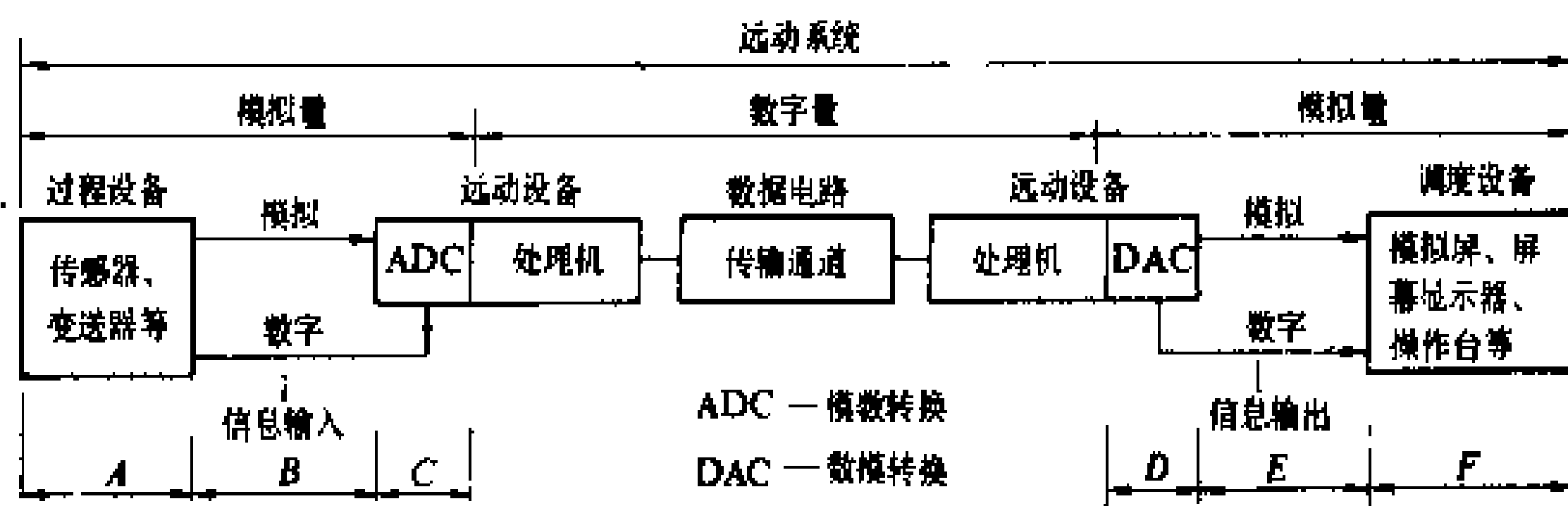


图 4 遥测系统的处理过程

(杨冠城 叶世勋)

时间要求 时间要求指标较多,此处只提状态信息分辨率(又称事件分辨率,指能正确区分两相继发生事件顺序的最小时间间隔)和时间分辨率(指用时间标志标出两事件发生的不同时间时,所采用的最小时间标志),要求指标见表7和表8。

表 7 状态信息分辨率要求指标

时间参数	分辨率时间等级要求				
分辨率	设备等级	SP1	SP2	SP3	SP4
	ms	≤50	≤10	≤5	≤1

表 8 时间分辨率要求指标

时间参数	分辨率时间等级要求				
时间分辨率	设备等级	TR1	TR2	TR3	TR4
	ms	≤1000	≤100	≤10	≤1

遥测精度 以总误差 E 表示遥测系统精度。E 包括图4遥测系统6个部分的单独误差,按下式计算。

$$E = \pm \sqrt{E_A^2 + E_B^2 + \dots + E_F^2}$$

式中 E<sub>A</sub>、E<sub>B</sub>、…、E<sub>F</sub> 分别代表图4相应部分的单个误差。总误差 E 要求指标见表9。

发展 20世纪80年代远动设备微机化,同时又与个人计算机相结合,出现了微型数据采集与监控系统(micro supervisory control and data acquisition),在地区调度自动化中得到广泛应用(参见彩图插页第16页28图)。今后远动将向提高传输速度、提高编码检错纠错能力、应用智能控制技术对采集的数据进行预处理和正确性校验等方面发展。

dianli xitong yunxing

电力系统运行 (electric power system operation) 在充分和合理地利用能源和运行设备能力条件的前提下,向各级电力用户提供充足、可靠而且质量合格的电力和电能。

为了满足电力系统的实际运行要求,首先应当在电力系统的规划和设计阶段充分考虑到生产运行的实际需要,其中包括:建设相应的电厂和电力网;为了适应系统运行不断变化的情况,提供相应的有功及无功(频率及电压)调节手段;考虑设备检修、负荷预测误差以及电力设备故障等的影响,安排相适应的有功及无功功率备用容量;为了保证电力系统的安全运行和经济运行,配置相应的配套系统,例如继电保护系统、电力系统专用通信网、调度自动化系统等等。这些基本条件影响并决定了电力系统运行的质量水平和满足用户要求的能力。其中的主要方面在许多国家中都已明确的规定要求,例如北美电力可靠性协会(North

American Electric Reliability Council, NERC)和9个区域可靠性协会和欧洲发输电协调联盟的联合电力系统等都分别制定了电力系统可靠性准则。在中国,1981年电力工业部颁发了《电力系统安全稳定导则》,1984年水利电力部颁发了电力系统技术导则(试行)。

电力系统有正常情况运行与不正常情况运行(包括异常情况及事故情况)。在电力系统正常情况运行时,通过控制(自动与手动),保证设备安全、系统稳定和电能质量,并在此条件下求得经济性;如果电力系统在受到扰动(负荷变化、发电出力波动、倒闸操作、各种电力设备故障等)后,可能失去稳定和发生异常情况,则为不正常情况运行。对于后者,必须妥善处理(自动控制与手动控制),否则可能损毁设备、造成大面积停电、甚至导致系统瓦解。

### 电力系统正常情况运行

电力系统正常情况运行时,必须使所有运行设备的电流、电压及频率在允许的幅值与时间范围内,此时必须保持稳定性,即同步稳定、电压稳定与频率稳定;必须保证电能质量,即电压质量与频率质量。

**同步稳定** 扰动将使电力系统中各发电机组的机械输入与电力输出产生短时的不同程度的不平衡,使并列运行的各发电机组转速发生相应的不同变化。电力系统因而出现摆动(电流、电压、功率等电气量的周期性变化)。如果摆动逐渐衰减以至消失即称为电力系统保持了同步稳定。各国电力系统的运行经验证明,有了合理的电力网结构,并配置相应的继电保护等自动装置,电力系统可以具有较高稳定性。否则,较易发生稳定事故,甚至造成大面积停电。同步稳定又分为:静态稳定、暂态稳定和动态稳定。(见电力系统稳定)

**电压稳定** 电力系统各电压中枢点的电压都各有其允许的最低极限值,运行电压在极限值以上是稳定的,在极限值以下是不稳定的(见电力系统电压崩溃)。造成电压低下的根本原因是无功电源不足。电压低于极限值以下时,形成电压越低,无功功率缺额越大的恶性循环,电压将继续下降,如不及时处理将导致受影响的地区停电。现代电力系统,在配电系统中大量采用带负荷自动调电压分接头的变压器,在系统无功不足的情况下,仍然力图保持供电电压不降低,这就会把上一级电力网电压拉低,以至低于极限值,这是电力系统发生电压稳定性事故的一个重要原因。

**频率稳定** 每个电力系统的频率都有其最低允许极限值,运行频率在极限值以上是稳定的,在其以下是不稳定的(见电力系统频率崩溃)。当系统频率降到最低极限频率以下时,火力发电机组将因辅助设备出力显著降低以及各种自动装置的动作使发电机组出力降

低乃至切机,形成系统有功功率缺额增大与系统频率进一步下降的恶性循环,最终造成系统大停电。

一般明显影响火电机组出力的频率在46~47 Hz左右(50 Hz系统)。大机组的低频率保护整定值,有高到48 Hz左右跳闸的。

**电能质量** 电能质量是保证电力系统运行稳定,发电厂工作正常,电力和用电设备安全高效,用户用电满意的必要条件。频率和电压是衡量电能质量的两个重要指标。电力系统运行要保持频率和电压变动在允许偏差之内;超出允许偏差,不仅影响用户,更威胁电力系统本身的安全稳定运行。衡量电压质量的指标还有谐波含量(亦称波形质量)、电压不对称度和闪变。有的把供电可靠性(见配电系统可靠性指标)也作为电能质量指标。(见电能质量)

**频率质量** 正常情况下,全电力系统运行于同一频率。全系统的有功功率的综合平衡情况决定了电力系统的运行频率,供大于用则频率升高,反之则降低。电力系统的频率额定值,一般为50 Hz或60 Hz,偏离额定值称为偏差。偏差分为瞬时偏差与积累偏差,前者一般规定的允许值为 $\pm 0.1$  Hz,在大的互联电力系统中,实际运行中的偏差远低于此值。后者一般规定为10 s(电钟指示与标准钟的偏差)。中国分别规定为 $\pm 0.2 \sim \pm 0.5$  Hz和30~60 s。(见电力系统频率)

**电压质量** 电力系统内各点电压水平,分别决定于此点的电源电压及其供电范围内的无功功率平衡情况,在同一时刻各不相同。有足够的合理配置的无功电源和灵活的调整手段,则可保持良好的电压质量;无功功率不足或过剩使电压过低或过高,都影响电力与用电设备效率和寿命以及用户产品的产量与质量。低电压还危及电力系统的稳定运行。

各电力系统对正常情况运行电压都规定有允许偏差(见电压质量)。

**电压不对称度** 即三相电压幅值和相位的不对称程度。它主要来源于大功率单相负荷,如单相电气机车、电弧炉等。换位不完全的输电线路、非全相运行也会产生不对称电压。在配电系统,用户单相负荷在三相上分配不均也会产生不对称电压。

三相不对称电压在系统中产生负序和零序电压和电流。负序电流在发电机和电动机中产生附加发热和振动;零序电流对邻近的通信线路产生干扰。

**电压闪变** 由冲击负荷,如轧钢机等所引起的电压突然猛降,冲击过后电压又恢复的现象。电压闪变对附近用户产生不良影响,影响照明质量,对此应采取专门的响应速度快的补偿措施(如加装静止补偿器)。

**电力系统谐波** 由于用户大容量整流装置、产生电弧的用电设备等所产生的高次谐波注入电力系统,



使得原来的正弦电压波形发生畸变。电力网中运行变压器因铁芯饱和也会产生谐波。高次谐波会加速绝缘老化,缩短设备寿命,使设备损耗增加而效率降低;可使并联电容器等设备因产生谐振而损坏;较大的谐波影响某些继电保护的正确动作。因此,对用户产生的谐波电流规定了限制,还规定了电力系统电压正弦波形畸变率的极限值(见波形质量)。

### 电力系统不正常情况运行

对供电影响较大的电力系统不正常情况运行(包括异常情况运行和事故情况)主要有:非同步运行、电压崩溃、频率崩溃、次同步谐振、摇摆、自励磁、同步发电机短时失磁异步运行等。

**非同步运行** 电力系统中同步运行的发电机,因某种扰动,其中一台或若干台与其他发电机失去同步,通过连接输电线路发生振荡;发电机功角、电流、功率与各点电压大幅度周期性波动,以至发电机无法继续运行,大批用户因低电压而被切除,受影响大的发电机和输电线路也可能跳闸。

对此,有可能通过电力系统调度人员紧急调整送电端与受电端发电机出力,或在某些自动装置的动作下而使振荡逐渐消除,发电机恢复同步运行;也可能由事先经过设计安装的振荡解列装置,在预选的解列点,将非同步运行的两部分系统解列,解列后的两部分各自稳定运行,然后经调度人员调整两部分频率,达到同步时使两部分恢复并列。但如处理不好,则可能扩大为大面积停电事故。

**电压崩溃** 在无功电源不足、运行电压很低的地区,负荷的少许增长即可能使电压低于极限值而导致电压崩溃(见电力系统电压崩溃)。大量受电地区,当失去大容量无功或有功电源时,也有发生电压崩溃的危险。因此,在电力系统各个地区的无功功率必须平衡,受电地区应有相应的紧急无功备用电源,并在必要时安装一定数量的按电压降低自动减负荷或电压解列装置并备妥手动切除负荷的措施。当电力系统出现较弱的运行方式(如重要设备检修、事故等)或负荷超常增长时,应检验发生电压崩溃的可能性并制定防止措施。

**频率崩溃** 为防止电力系统因突然发生大量有功功率缺额引起频率崩溃(见电力系统频率崩溃),在系统正常运行时,除保持频率在允许偏差之内和留有按规定要求的运行备用容量(见电力系统运行备用容量)外,必须安装按频率降低自动减负荷装置并准备好手动切除负荷的措施。

**次同步谐振** 有串联补偿的输电线路,当受到系统的扰动时(如操作),串联电容与线路电抗可能发生频率低于系统频率的谐振。此种频率的谐振,在一定的

条件下,可能引发汽轮发电机组轴系扭矩越来越大的扭振(见电力系统振荡),以致损坏汽轮发电机组大轴。1970年12月9日美国莫哈维(Mohave)电厂790 MW发电机组曾因此使大轴严重损坏。直流输电也可能引起次同步谐振。

**摇摆** 同步发电机的电流、电压、功率等发生有限的等幅持续振荡的现象。摇摆也可能引起失去稳定,应采取措施使之消除。

**自励磁** 发电机与装有串联电容补偿的输电线路相连或只带一条空载长距离输电线路,在一定条件下,会发生参数谐振而使发电机自励磁(见电机自励磁),以致引起机组振动和损坏发电机绝缘。除在输电线路设计时考虑对此采取例如装设并联电抗器等措施外,在事故全停后恢复系统的操作过程中,也是一个必须事先做好细致分析的重要问题。

异步电动机也可能发生自励磁见电机自励磁。

**同步发电机短时失磁异步运行** 正常运行中的同步发电机组,如果突然失去励磁电压,将立即转入异步状态,除了从系统吸取大量无功功率外,还将因异步运行而危及转子的安全。对于水轮发电机组,一般应立即从电力系统中断开;对于汽轮发电机组,只要电厂本身或系统能够提供紧急的无功功率支持,使电厂运行电压能维持一定水平,又能够保持(或在自动切换电源后)厂用电的正常工作,同时快速降低发电机组的原动机输入到一定数值,可以允许短时间的失磁异步运行,带部分负荷。待励磁快速恢复后,即可迅速转入同步并恢复带满负荷。否则,经一定时间,在转移负荷后,也需从电力系统中切除。

### 电力系统运行控制

电力系统的有功与无功出力必须时刻与负荷保持平衡,以保证合格的电能质量;对随时可能发生的事故和异常情况必须及时处理,以不致扩大事故并迅速恢复正常供电;对发电、输电等各项电气设备的运行参数需要连续进行监测,以保证安全经济运行。因此对电力系统必须施行不间断的控制。控制以人员(调度员)为主导,并辅以自动化控制装置。

在控制的组织方面,对设备众多、覆盖面广、容量很大的电力系统,采取在最高一级控制中心(总调度所)统一指挥之下的按电压等级分层,再按地域分区的控制形式(见电力系统调度管理)。

电力系统运行控制包括正常运行下的运行控制及其自动化和事故情况下的运行控制及其自动化。

**正常运行下的运行控制及其自动化** 主要包括有功功率与频率和无功功率与电压的管理及控制。

有功功率与频率的管理及控制 主要任务是保持



电力系统运行频率在规定的允许偏差之内，并对电力系统及其设备进行安全经济的运行监控。管理与控制的主要内容有：①在预计负荷和排定的发电机组、输电设备检修基础上，编制电力系统运行方式及发电调度计划，使各项设备不过负荷，不超过稳定极限并符合本系统可靠性要求，各发电机组的出力分配符合经济调度要求（见电力系统日调度计划）；②由电力系统调度员通过操作完成运行方式所规定的系统运行接线，并依发电调度计划和频率的变化对发电出力进行控制。现代电力系统多采用能量管理系统（energy management system, EMS）对发电机实行自动控制，同时保持频率质量（调频），按规定的功率曲线调整互联系统间的交换功率，并根据负荷的增减按经济调度原则在发电机之间分配发电出力的增减，同时对潮流进行安全分析。调度员通过自动监控系统监视各发电厂出力、系统潮流，遇有超过允许范围（或自动越限报警）即可及时干预加以调整。

**无功功率与电压的管理及控制** 主要任务是保持电力系统内各点电压在允许偏差之内。其主要内容有：①无功功率的电源与负荷的运行控制采取分层分区就地平衡的原则，尽可能不在不同电压等级电力网之间和地区之间输送无功功率，无功电源要设有必要的备用（在受电地区更为必要）；②制定各电压中枢点的电压曲线和明确其最低电压极限值，作为运行控制的准绳；③管理主变压器分接开关运行位置；④运行电压维持高水平以利系统稳定和经济运行；同时利用电抗器、调相机、发电机等吸收高电压电力网大量富余的充电无功功率防止低谷负荷时电压过高。

**事故情况下的运行控制及其自动化** 主要有事故过程控制与部分系统全停后的恢复控制。

**事故过程控制** 主要包括：①使发生事故的部分迅速与其他部分隔离，切除其电源，此项由各种设备的继电保护装置来完成；②不使事故扩大，尽量缩小其影响范围，缩短其影响时间，此项由各种安全自动装置和人员的判断与操作来完成。事故有多种多样，其中对系统影响严重的有非同步运行、电压失稳和频率失稳。

（1）非同步运行的控制目的是平息振荡，方法有：①在送端减少发电机出力而在受端增加发电机出力或减少负荷。有的手动执行，有的自动执行，即送端由线路断路器跳闸时联切机组或联动快关汽轮发电机汽门、电气制动等，而在受端联切集中负荷。②在事先选定的解列点，通过自动装置将系统解列，解列后两部分系统各自稳定，且发电出力与负荷基本平衡。解列后经调整达到同步时再并列。

（2）电压失稳的控制主要是增加无功出力，拉开电抗器和减少负荷，以阻止电压继续下降。在无功电源

全部投入之后，如果电压仍继续下降，迅速切除部分负荷则是唯一的措施。在必要的地区安装按电压降低自动减负荷装置与事先排定手动切除负荷的顺序表。待电压恢复到允许范围之内，再逐渐向被切除的负荷供电。

（3）频率失稳的控制主要是增加有功出力、减少负荷和保持发电厂厂用电少受影响。为防止频率失稳，电力系统中除应装设水电机组低频自启动或由调相自动改发电的装置等外，必须配置按频率降低自动减负荷装置，并采取解列部分机组单带厂用电和部分负荷的措施。作为备用，仍必须安排手动切除负荷的顺序。待频率正常后，再逐步向被切除的负荷供电，同时须注意不可使频率波动过大。

**部分系统全停后的恢复控制** 部分系统全停是系统的一部分与电力系统的其他部分的联络线全部中断，而内部发电厂全部停发。高电压大容量电力系统部分全停后的恢复是一个复杂的运行控制问题，更因全停较少发生，极易由于调度员遇事忙乱而拖延恢复时间，甚至再次发生人为事故。因此，每个电力系统要从最坏的情况考虑，研究分析本系统可能发生的部分全停的情况，预先制定具体可行的恢复步骤。

部分系统全停后恢复控制的几个主要方面有：①首先建立起动电源，包括水电机组或是自动解列单独运行保持某局部厂用电的火电机组，或是可以迅速恢复的外部系统备用电源；②起动电源送到电厂之后，起动发电机并使之逐步带上与其出力相适应的负荷；③恢复高压电力网，同时向更多的电厂提供起动电源和向变电所提供电源，操作中必须采取措施防止向空载高电压线路充电产生过电压和发电机自励磁；④尽快与电力系统正常部分恢复并列，使单独运行的发电厂并列和恢复系统正常接线方式或转到事故后接线方式（见电力系统运行接线方式）；⑤随着发电出力的增长，逐步恢复供电，但必须对所恢复的负荷心中有数，使发电出力有可调裕度，防止频率和电压再度降低。在整个恢复过程的操作中，须注意继电保护装置整定值的配合，更要注意对系统通信电源的优先供应。

#### 参考书目

王梅义，吴竟昌，蒙定中. 大电网系统技术. 北京：水利电力出版社，1991

CIGRE WG38. 01. Task Force 03, Planning Against Voltage Collapse. Electra, No. 111, 1987

（沈济源）

dianli xitong yunxing beiyong rongliang

**电力系统运行备用容量**（operating reserve of electric power system）电力系统除满足



最大负荷需求外,为保障电能质量和系统安全稳定运行而专门保持的有功功率储备。运行备用容量是负荷备用容量与事故备用容量两者之和。

**负荷备用容量** 用以平衡瞬时负荷波动和负荷预测误差而随时可以调用的备用容量。

电力系统负荷的变化是有规律的,但变化又是随机的,有一定的分散性。所以,预计的负荷数与实际负荷数总有一定的差别。一般规定负荷备用容量为最大负荷的2%~5%,低值适用于容量较大的系统,高值适用于容量较小的系统。

负荷备用容量大部分留在运行的发电机中,即系统中有一部分发电机并不满发,其出力留有一定的裕度,裕度的大小由系统运行的经济性和发电机的调节特性(调整速度和灵活性)而定,可以事先编制最佳分配方案或由在线控制计算机进行调整。也有的电力系统把一部分负荷备用容量留在没有并入系统而处于备用状态的水轮发电机(包括抽水蓄能机组)、燃气轮发电机上。

**事故备用容量** 电力系统发生事故失掉一部分发电出力时,能够及时调用或能够在规定时间内(比如10 min)调用的设备容量。事故备用容量一般为最大负荷的10%,但不宜小于系统中一台最大机组的容量。

事故备用容量一部分留在运行的发电机中,一部分留在备用状态的水轮发电机、燃气轮发电机以及当系统频率下降时能够自动投入运行的机组中(例如低频时能自动由调相改为发电的水轮发电机或低频时能够自动启动并网发电的水轮发电机)。有的电力系统把按合同安排的可切除的负荷也计入备用容量中。

(王满义)

dianli xitong yunxing guodianya

**电力系统运行过电压** (temporary over voltage in electric power system operation)

电力系统在运行中因事故或操作产生的暂时过电压。它可能引起某些电气元件绝缘损坏。

**产生原因** 在电力系统运行中,发生暂时过电压异常现象的原因有:①工频电压升高,如运行的发电机突然甩掉大量负荷后,发电机端电压升高;又如向长距离空载输电线路充电,会在远端产生电压升高。②操作过电压,如切合空载输电线路,电缆及补偿电容器组等电容性元件和空载变压器、电抗器、高压电动机等感性元件时的过电压;③弧光接地过电压,如在不接地系统中,发生单相接地时,流过接地故障点的是电容性电流,所以在电压较高而距离又长的输电线路发生单相弧光接地时,电弧不能自动熄灭,又由于接地电流并不大,往往不能产生稳定性的电弧,于是形成了熄弧与

电弧重燃的相互交替的不稳定状态,引起电磁能的强烈振荡,因而在非故障相以致故障相中产生严重的暂态过电压。④电磁谐振过电压,如在电力系统中的非线性电气元件(即有铁芯的元件)与电容性元件组成许多复杂的振荡回路,当由于某种原因达到一定参数组合时即产生铁磁谐振过电压。⑤电机自励磁过电压(见电机自励磁)。

**预防措施** 经常采取的有:①装设过电压保护;②选择遮断性能好的断路器以及必要时加装并联电阻;③电气设备绝缘水平应符合有关标准;④采取正确的电力系统中性点接地方式;⑤选用减少铁磁谐振的电压互感器和装设消除谐振的其他设备;⑥装设高压并联电抗器;⑦在系统运行中事先制定防止出现过电压的有关措施。

(沈培厚)

dianli xitong yunxing jiejian fangshi

**电力系统运行接线方式** (operation scheme of electric power system)

电力系统调度部门,根据电力系统安全与经济运行的需要所安排的电力系统中发电厂、变电所(包括开闭所)、换流站和输配电线路等之间的连接方式。电力系统运行接线方式是在电力系统现有结构的基础上通过倒闸操作而实现的。

**运行接线方式类别** 有如下两种分类方式。

**按结构分类** 有辐射状、环状、网状等。一般多为由这些形态组合而成的复杂环网。(见电力网结构)

**按功能分类** 有如下三种。

(1) 正常运行接线方式。电力系统经常使用的、保证安全稳定运行的接线方式。一般经常性的设备检修时,不需改变本接线方式。正常运行接线方式的运行时间长,是其他方式的基础。

(2) 特殊运行接线方式。电力系统遇有特殊情况时采用的接线方式,如需要改变接线方式的主要设备检修、水电大发、水库枯水期、大容量发电厂分期投产、变电所改建、电力网改造以及新电压等级刚出现时的过渡阶段等。

(3) 事故后运行接线方式。电力系统发生事故后,为了减小对用户停电的影响或在某些设备暂时退出运行的情况下,所采用的临时运行接线方式。例如:将备用的线路或变压器投入;将运行的环路打开或将断开的环路合入;在预先选定的地点将系统解列等。事故后接线方式的运行时间应尽可能缩短。

**电力系统运行接线方式的编制** 编制时应考虑如下问题。

(1) 潮流分布。运行接线方式要满足:①发电厂

的电力可以全部送出（受电力系统结构限制者除外）；②所有载流元件不出现过负荷；③所有线路输送的电力均不超过稳定极限；④各厂、所母线电压均在合格范围内；⑤降低网损。

(2) 短路容量。检查所采用接线方式下的各点系统短路容量是否超过各发电厂、变电所等的断路器遮断容量和隔离开关、母线以及架构和地线网的设计强度。采取降低短路容量的措施有：断开环路；减少或断开变压器中性点的接地点数；停用重合闸等。

(3) 系统稳定和安全。安排的运行接线方式应使系统有较高的安全稳定性。在发生规定事故时保证电力系统稳定和事故后的安全运行，严重事故时系统不瓦解，重负荷线路有规定的静稳定储备。

(4) 系统调峰。运行接线方式应能适应发电机组开停或抽水蓄能电站改变运行工况等调峰措施所引起的在数量和方向上的潮流变化。

(5) 继电保护。接线方式应与运行中的继电保护的要求相配合，例如适当地安排变压器中性点接地点数等。特殊情况下，为适应继电保护的定值配合，需要打开一些环路。

(6) 系统内部过电压。运行接线方式应保证在正常运行中和在进行倒闸操作时，系统不发生谐振过电压，发电机不产生自励磁，工频和操作过电压在允许范围内。

(王满义)

dianli xitong yunxing zhuangtai

**电力系统运行状态** (operation states of electric power system)

电力系统在不同运行条件（系统接线，出力配置，负荷水平，故障等）下的运行情况。电力系统的运行条件一般可采用三组方程式来描述。一组微分方程式用来描述系统元件及其控制的动态规律；两组代数方程式则分别为电力系统运行的等式和不等式约束条件。等式约束条件就是系统发出的有功和无功功率应在任一时刻都与系统中随机变化着的总的有功和无功负荷（包括电网耗损）相等，这是电力系统正常运行的必要条件，可用下列数学公式表示

$$\sum_i P_{Gi} - \sum_j P_{Lj} - \sum_s \Delta P_s = 0$$

$$\sum_i Q_{Gi} - \sum_j Q_{Lj} - \sum_s \Delta Q_s = 0$$

式中  $P_{Gi}$ 、 $Q_{Gi}$  为发电机或其他电源设备发出的有功和无功功率； $P_{Lj}$ 、 $Q_{Lj}$  为各种负荷的有功和无功功率； $\Delta P_s$ 、 $\Delta Q_s$  为电力系统中各种有功和无功功率损耗。

不等式约束条件就是涉及系统安全运行的某些参数（如母线电压，线路功率潮流等），应处于系统或设

备安全运行的允许范围之内（上限及下限），可用下列数学公式表示

$$U_{i\min} \leq U_i \leq U_{i\max}$$

$$P_{Gi\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi\max}$$

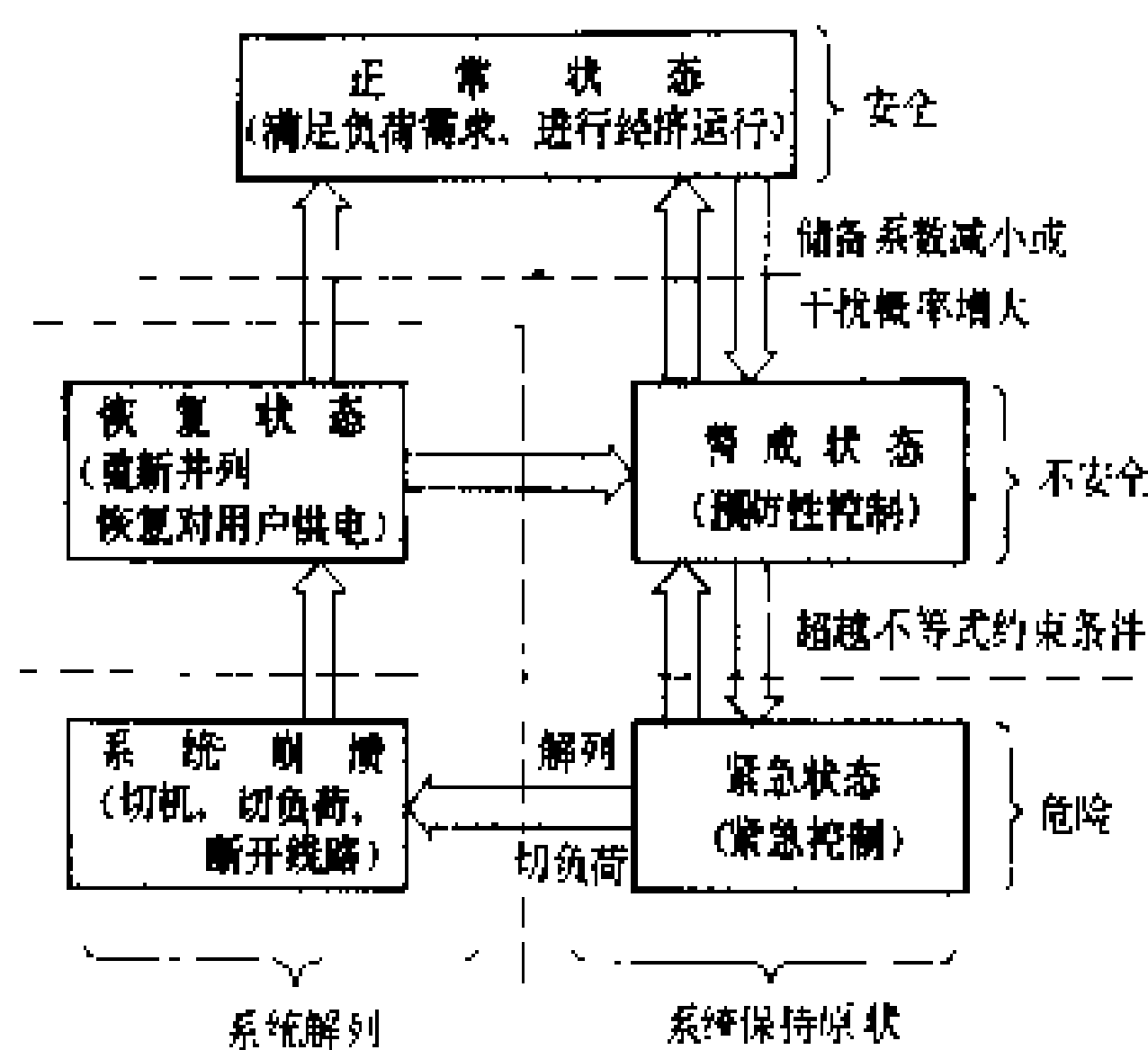
$$Q_{Gi\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi\max}$$

$$S_{ij\min} \leq S_{ij} \leq S_{ij\max}$$

$$f_{\min} \leq f \leq f_{\max}$$

式中  $U_i$ 、 $U_{i\max}$ 、 $U_{i\min}$  分别为母线电压及其上、下限值； $P_{Gi}$ 、 $P_{Gi\max}$ 、 $P_{Gi\min}$  分别为发电机有功出力及其上、下限值； $Q_{Gi}$ 、 $Q_{Gi\max}$ 、 $Q_{Gi\min}$  分别为发电机无功出力及其上、下限值； $S_{ij}$ 、 $S_{ij\max}$ 、 $S_{ij\min}$  分别为线路  $i-j$  的功率潮流及其上、下限值； $f$ 、 $f_{\max}$ 、 $f_{\min}$  分别为频率及其上、下限值。

根据不同的运行条件，一般可将电力系统的运行状态分为正常运行状态（见电力系统正常运行状态）、警戒状态（见电力系统警戒状态）、紧急状态（见电力系统紧急状态）和恢复状态（见电力系统恢复状态）等。随着运行条件的变化，电力系统将在各种状态间进行转变，如图所示。在正常状态，系统供给充裕的质量合



电力系统运行状态示意图

格的电能，满足上述的安全运行要求，并有足够的储备，同时可以实现系统的经济运行。如果由于系统运行条件的变化和负荷或干扰增大的原因，使系统的安全水平低于某一值时，系统将进入警戒状态，此时系统承受干扰的能力降低，应采取预防性控制措施，使系统恢复到正常状态。在正常或警戒状态，当出现足够大的干扰时，系统将进入紧急状态。在快速消除故障原因，并采取有效的紧急控制措施后，系统有可能恢复到警戒以至正常状态。如果不能及时而有效地采取相应的消除故障和紧急控制措施，系统有可能解列，以至出现全系统的崩溃和大面积停电。这时，相等和不相等约束条件将遭到全面破坏。在系统解列或崩溃后，当采取各种控制措施使系统稳定下来时，则系统可进入恢复状态。应采取各种恢复出力和送电能力的措施，迅速而平滑地对用户恢复供电，使解列的系统重新并列。根据系统



的实际情况，从这种状态可以恢复到正常状态或警戒状态。

参考书目

韩祯祥. 现代电力系统安全监视和控制. 北京: 水利出版社, 1985

(韩祯祥)

dianli xitong zaitongbu

电力系统再同步 (resynchronization of electric power system) 见电力系统稳定。

dianli xitong zantai wending

电力系统暂态稳定 (transient stability of electric power system) 见电力系统稳定。

dianli xitong zhendang

电力系统振荡 (electric power system oscillation) 电力系统中的电磁参量(电流、电压、功率、磁链等)的振幅和机械参量(功率角 $\delta$ 、转速等)的大小随时间发生等幅、衰减或发散的周期性波动现象。

同步振荡 同步振荡 (swing, synchronous oscillation) 亦称同步摇摆。当电力系统受到干扰(但未使电力系统失步)时,系统中并列运行的各发电机因机械输入功率和电磁输出功率间的不同程度的不平衡,会产生发电机转子间的相对运动。这时,系统发电机间的相对功角发生摇摆,使系统中各节点的电压和通过各支路的电流的幅值,以及有功、无功功率的大小都发生与系统自然振荡频率相应的周期性脉动(见图1)。脉动的振幅则与干扰的大小有关。在一般情况下,干扰去除后,凭借系统本身具有的正阻尼力矩,可以使这种摇摆逐渐平息,以致恢复到稳态的同步运行。同步振荡也是电力系统由失步运行状态恢复为同步运行状态的一个中间过程。

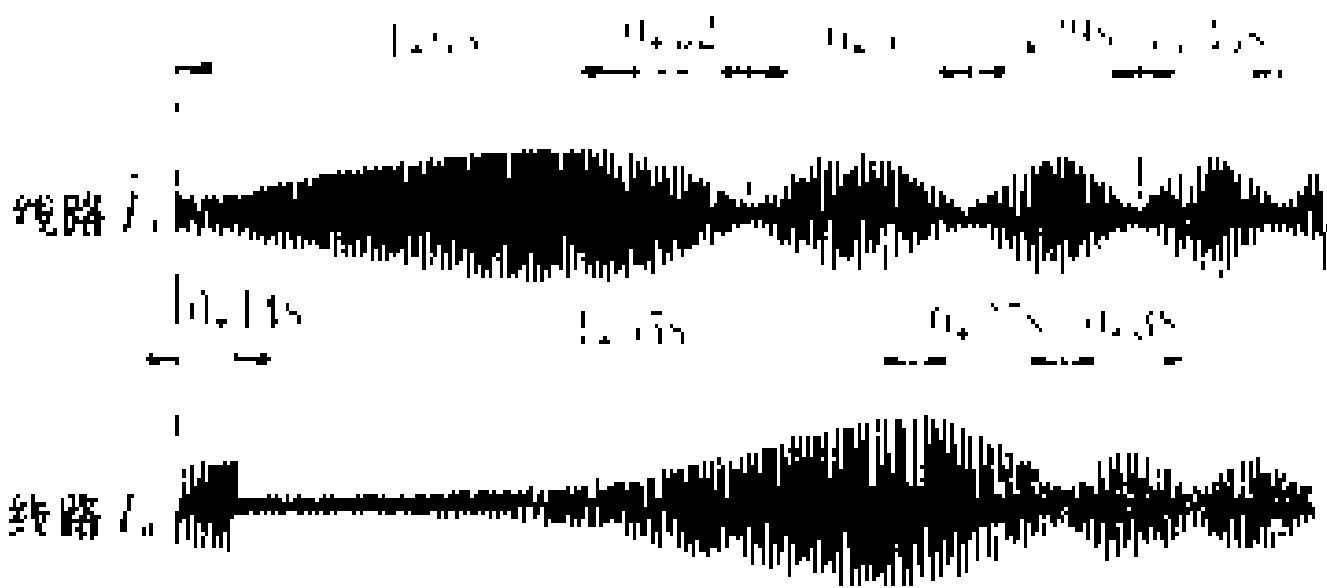


图 1 电力系统振荡

非同步振荡 电力系统在遭受大的干扰(如短路、断线、大容量机组切除等)或由于负阻尼而失去稳定后,一台或多台发电机将失去同步的运行状态,如不将失步的发电机从系统中切除,则发电机将转入非同步运行。因为这时发电机间的频率不同,发电机的相对功

率角将在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 之间变化,这将引起电力系统中各种电磁参量(如通过联络线的电流,各节点的电压等)大幅度振荡,直至故障消除或发电机重新恢复同步以后,系统振荡才会逐渐衰减,最后达到正常运行。这种振荡对正常运行的影响,可用图2所示的简单系统加以说明。

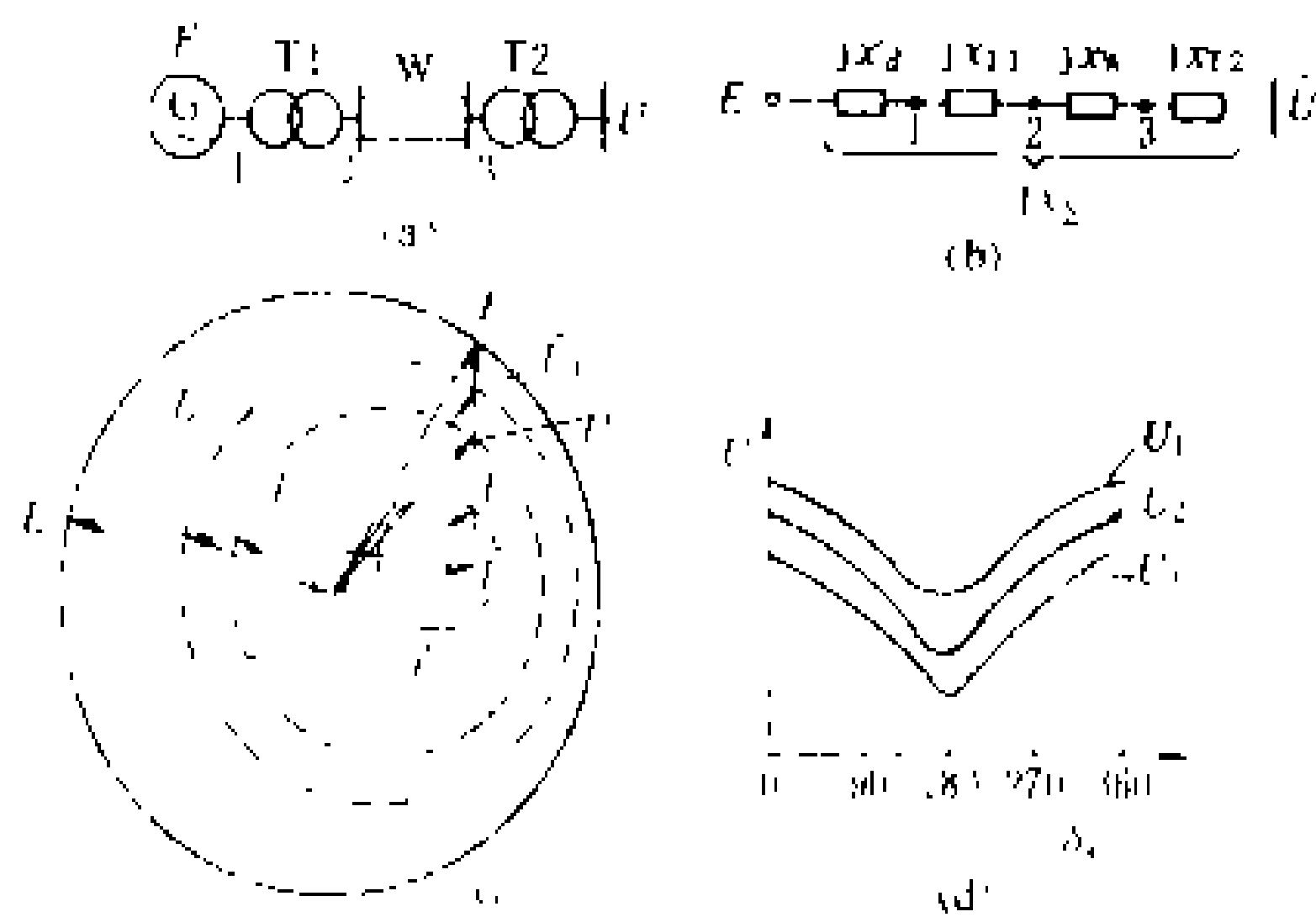


图 2 电力系统振荡时系统中各点电压的变化  
(a) 接线图; (b) 等值电路; (c) 电压相量端点轨迹;  
(d) 电压的变化

如图2(a)所示的系统,其等值电路如图2(b)所示。设送端发电机的电动势 $E'$ 保持为定值,受端为无穷大容量系统,其母线电压 $\dot{U}$ 的幅值和频率均保持为定值。在送端发电机失步后,电动势 $E'$ 与受端母线电压 $\dot{U}$ 间有一频率差,它们之间的相角差 $\delta$ 也将随着时间不断变化。图2(c)表示 $E'$ 、 $\dot{U}$ 和沿线电压 $\dot{U}_1$ 、 $\dot{U}_2$ 、 $\dot{U}_3$ 之间的相量图。在不同相角差 $\delta$ 时, $\dot{U}_1$ 、 $\dot{U}_2$ 、 $\dot{U}_3$ 幅值的波动如图2(d)所示。当 $\delta$ 在 $180^\circ$ 附近时,沿线路各点电压最低,此时线路上某一点的电压接近零,好象在这里发生了完全的三相短路,这一点称为振荡中心。

多个发电机组(群)间失步后的振荡是更为严重的一种多频率振荡现象,它发生在联系松散的几个电源之间。

电力系统在非同步运行时,系统的正常供电遭到破坏,联络线路上位于振荡中心附近的负荷将因供电电压的大幅度波动而断开;某些发电机可能不恰当地手动或自动断开,使事故进一步扩大;另外,处于联络线上的线路继电保护(主要是距离保护)在振荡过程中将因符合其动作条件而动作,无计划地将线路断开,如果在线路断开后两侧系统的电力供需不平衡过大,有可能引起长期的大面积停电。

平息上述电力系统振荡的对策有:①当系统发生振荡时,实现有计划的解列,将系统分为各自同步运行且电力供需基本平衡的两部分,以中止振荡,②对线路

保护实现振荡闭锁,防止其跳闸;③防止发电厂不恰当的切机,并手动或自动压低送端发电机组的出力,以快速平息振荡。

**低频振荡** 由于负值阻尼所导致的电力系统振荡。随着电力系统规模的扩大和结构日趋复杂,互联系统的增多,电力系统联络线的功率以很低的频率不断摆动,振荡频率一般约在0.1~2 Hz之间,振荡幅值有时可能逐渐增大,甚至超过该联络线的静态稳定极限,致使静态稳定破坏。除了联络线上的功率振荡外,还有局部系统内的低频振荡,即其中一台发电机(或一个发电厂)对其余机组的振荡。

这种低频振荡现象,在欧、美各国及中国的某些电力系统中都发生过。低频振荡发生的原因,一般是由于系统中产生了负值阻尼,当负值阻尼的绝对值比系统固有正值阻尼大时,就会发生增幅的低频振荡。负值阻尼的来源,主要是来自自动励磁调节装置,也可能来自原动机调速器。在电力系统中,有时由于某些周期性的冲击负荷,如钢厂的轧钢机负荷等,也可能引起有关联络线上的低频功率振荡,这种振荡的发生和振幅大小与系统结构有关,在中国某些电力系统中已多次发生。采用电力系统稳定器(power system stabilizer, PSS)可以抑制系统振荡,有明显的效果。电力系统稳定器不但可以产生正值阻尼用以抑制上述的低频振荡,对于系统受到大于扰以后的振荡也有明显的抑制作用。

**次同步谐振** 汽轮发电机组接于有串联电容补偿的电力系统的一种电气和机械参数振荡现象。在串联电容补偿较大的电力系统中,由于自激或某种干扰可能产生系统谐振频率的电流,其频率比同步频率( $f_s$ )低。这种低于同步频率的谐振频率电流在发电机定子中产生低于同步转速的次同步频率( $f_s$ )旋转磁场,而发电机转子则以同步转速旋转,因而相对于次同步频率发电机变成了异步发电机,其转子回路为负电阻。当负电阻的作用大于定子回路的电阻时,定子电流会越来越大,产生不稳定的次同步振荡。

发电机组是由汽轮机的高压、中压和低压汽缸以及在同一轴上的发电机励磁机组成的一个线性的多质量弹簧系统,通常有若干个扭转振荡自然频率。这些自然频率基本上不随发电机负荷大小而变化。如果上述电气自激的某一滑差频率( $f_s - f_r$ )刚好与机械系统的某一自然频率 $f_m$ 相等或接近,就可能产生电气自激和机械扭振互相助增的共振现象,称为次同步谐振(subsynchronous resonance, SSR),其结果可能使机轴损坏断裂。

SSR引起的发电机轴断裂事故,最初发生于美国的Mohave发电厂,于1970年和1971年先后发生两次。

(马大强 韩祯祥)

dianli xitong zhengchang yunxing fangshi

**电力系统正常运行方式** (normal operation planning of electric power system)

保障电力系统在正常状态下安全经济运行的方式。它是根据有关部门提供的计划资料和系统运行记录,经过大量计算和分析,由调度部门编制出来的。正常运行方式分为年度、季度、月和日的,它们的区别在于有效期限不同和内容的重点不同。

对电力系统正常运行方式的要求 主要有:①对用户充分供给质量合格的电能(热能);②电力系统中所有设备不出现过负荷,不过电压,所有输电线路的传输功率都在稳定极限以内;③有符合规定的有功及无功功率备用容量;④水电厂依照放水计划正常发电;⑤系统间联络线送受功率、电量符合协议(合同)规定;⑥继电保护及安全自动装置配置得当且整定正确;⑦电力系统运行符合经济性要求;⑧电力系统结构合理,有较高的可靠性,稳定性和抗事故能力;⑨通信畅通,信息传送正常。

编制电力系统正常运行方式的基本内容 包括:①电力系统发电负荷预测;②功率(电量)平衡计划,系统间联络线送受功率(电量)计划和各发电厂发电计划;③设备检修计划;④电力系统运行接线方式;⑤水库放水计划;⑥电力系统经济调度方案;⑦输电线稳定极限表;⑧继电保护与安全自动装置整定方案;⑨提高电力系统安全稳定性的措施;⑩紧急事故拉闸序位表;⑪有关重大倒闸操作的要求和主要步骤;⑫典型事故处理方案。

(王满义)

dianli xitong zhengchang yunxing zhuangtai

**电力系统正常运行状态** (normal state of electric power system)

电力系统能以质量合格(见电能质量)的电能满足负荷用电需求的运行状态。这时,电力系统中总的有功功率和无功功率出力能和负荷总的有功和无功功率需求达到平衡(包括电网损耗);电力系统的各母线电压和频率均在正常运行的允许偏移范围内;各电源设备和输变电设备均在其各自规定的限额内运行。在这种状态下,发电及输变电设备均有足够的备用容量,使系统具有适当的安全水平,能承受正常的干扰(如无故障开断一条线路或发电机)而不产生有害的后果(如设备过载)。在这种正常干扰下,系统能达到一个新的正常运行状态。

在正常运行状态下,电力系统对不大的负荷变化的反应,可以认为是电力系统从一个正常状态连续变化到另一个正常状态。

电力系统运行的目的就是要尽量维持电力系统处



于正常运行状态,所以这时的重要任务是监视不断变化着的电力系统运行条件(如发电机出力,母线电压,频率,功率潮流,系统间的交换功率等),并根据负荷变化及运行计划的要求进行正常的操作控制(如起停发电机,调节发电机出力,调整变压器分接头等),使系统运行参数维持在规定范围内,以便满足对负荷正常供电的需要。在设有自动装置的电力系统中,其中一部分调节控制由相应的自动装置来完成。例如,利用自动发电控制(automatic generation control, AGC)来自动调整出力和联络线功率,用以维持系统频率;利用发电机或调相机的自动励磁调整装置来调节电压等。

在正常运行状态,应使系统中并列运行的发电机组间合理地分配出力并根据负荷的变化相应地开停发电机,使全电力系统达到最大经济性(发电成本为最小)。在实现经济运行中,也必须考虑到电力系统的安全可靠运行的约束条件,例如要使系统具有适当的旋转备用和过负荷能力等。

为了保证电力系统正常运行状态的安全性,应根据电力系统的实际结构、出力及负荷分布,在计算分析和实际运行经验的基础上,确定若干安全界限。在正常运行状态应保证相应的运行参数满足这些界限的要求。这些参数为:①系统的最小旋转备用出力;②系统的最小冷备用出力(即在短时间内能动用的发电机出力);③母线电压;④通过线路或变压器等系统元件的功率潮流等。当确定这些运行参数的安全界限时,均考虑了一定的安全储备,当不满足这些事先确定的安全界限时,表明系统已进入警戒状态。

为防止正常运行状态时可能出现的突发事件,可以进行预防性的安全分析和控制。它是以一组事先确定(或由运行人员要求)的假想事故为基础,对电力系统未来的安全性进行估计。如果发现在某一假想事故下,电力系统将进入警戒或紧急状态,那就认为电力系统在随后可能出现这种事故时将是不安全的。为避免这种潜在的不安全因素,应及时采取相应的控制措施(如进行电力系统接线方式和功率潮流的调整,改变发电机出力和切换负荷等),以保证即使出现这种假想事故,电力系统仍然是安全的,或者尽量减轻对电力系统安全性的威胁。如果为预防这种可能出现但不一定出现的不安全状态,需要很大地改变正常运行方式和接线方式,影响正常运行的经济性(例如要改变发电机的起停方式,改变水火发电厂间的功率分配等),那就要由运行人员作出判断,决定是否需要进行这种控制。

(杨祯祥)

dianli xitong zhongqi fazhan guihua

电力系统中期发展规划 (medium term elec-

tric power system planning) 研究5~15年内的电力系统发展和建设方案。电力系统中期发展规划在中国亦称为电力系统设计。其内容包括有:电力负荷预测,动力资源开发,电源发展规划,电力网发展规划,提出电力系统地理接线图、单线接线图和逐年工程建设项目表。此外,为发电厂设计,变电所设计,电力系统继电保护与安全自动装置设计,电力系统通信设计和电力系统调度自动化设计提供设计依据。中期发展规划是在长期发展规划的基础上进行的,受其约束和指导。以往,中期发展规划的时间为3~5年,有时展望到7~10年。由于规划年限的长短是与系统的规模和电力系统所在地区的国民经济发展计划的年限有关,而且大型工程从立项到建成,需时较长,故现在,各国电力系统中期发展规划的时间多为5~15年。每年修正一次,年年滚动。中国电力系统设计,往往配合国家的五年计划或十年规划,为5~10年,展望到15年。

**电力负荷预测** 根据电力系统所在地区的国民经济发展计划和用户的未来生产建设发展规划测算未来负荷的发展值。它是发、输、配电建设计划和经济分析的基础。预测内容有:①负荷数值。包括逐年冬季和夏季的最大和最小负荷和年需电量。②负荷特性。包括代表日、年和年持续负荷曲线,冬季、夏季日负荷率,日最小负荷率和月不均衡率。③各分地区负荷。由于负荷预测的不确定性,因此,还要考虑不同的负荷水平对电源及电力系统规划的影响,即要进行敏感性分析。

电力负荷水平反映国民经济和社会的发展水平,因此预测负荷时,首先要调查国民经济发展,研究发展规律,核定负荷预测值。负荷预测方法有用电单耗法、时间序列法、回归分析法和电力弹性系数法等。(见电力负荷预测方法)

**动力资源开发** 研究5~15年内动力资源的开发利用,落实规划期内可能的一次能源供应量,以满足电力负荷的需要。中期发展规划要根据国家的能源政策和本地区动力资源的特点,以及购进能源的可能,来分析研究煤炭、水力、石油、天然气和核能的供应量,作到燃煤供应可靠,水电开发项目落实,石油、天然气和核能供应计划明确。如果地区动力资源有几种可能的供应方案,则应进行分析比较,从中选优,以达到既满足能源的需求又合理使用动力资源的目的。从70年代起,一些国家曾研究出能源模型,在输入有关能源、电力负荷及经济指标等数据后,可得出最佳能源供应方案。但由于模型的不完善,数据难以准确,因此,仍需采用多种方法进行测算,并进行全面比较后,才能求得较合理的方案。

**电源发展规划** 研究5~15年内的电源建设安排,提出电源建设的项目、容量和建设进度。内容有:①发

电总容量安排;②备用容量的确定;③发电容量构成和功能分析。

**发电总容量安排** 发电总容量是由满足系统最大发电负荷需要的工作容量和系统备用容量两部分组成,是根据预测的电力负荷作电力平衡后加以确定的。在作电力平衡时,要扣除水电厂和火电厂的受阻容量以及水电厂的空闲容量和老电厂的退役容量。电力系统中期发展规划,还需要进行电量平衡,当电力系统有水电厂时,要对不同代表性水文年(除枯水年、平水年外,还有丰水年和特枯水年)进行电力、电量平衡。通过这些平衡,对水、火电厂的装机容量和建设进度提出补充修正。

**备用容量的确定** 当电力系统中发电机组突然发生故障,或机组计划检修退出运行时,电力系统仍要保证正常供电所需的容量。它是由负荷备用容量、事故备用容量和检修备用容量三部分组成。确定备用容量的传统方法是采用简单的百分率定量法来确定。负荷备用一般为最大发电负荷的2%~5%。事故备用按不小于系统最大发电负荷的10%来确定,或者按不小于系统内一台最大机组考虑,有的系统按不小于系统一台最大机组加上一台中等大小机组容量来确定。检修备用取最大发电负荷的8%~15%。备用容量总计约为最大发电负荷的25%。目前,许多电力系统,不再采用传统的确定备用容量方法,而是用电力不足概率法(又称 LOLP 法)来计算发电系统可靠性,确定系统所需备用容量。美国、加拿大、西班牙等国采用 LOLP 为0.1d/a的规定,即10年中电力不足时间不超过一天的概率,南非为6d/a,英国 CEGB 为0.23 d/a,日本为0.3 d/a,欧洲一些国家为0.067~0.4 d/a。(见发电系统可靠性)

**发电容量构成和功能分析** 发电厂按所用能源种类来分,有水电厂、火电厂(燃煤、油或天然气)和核电厂。电力系统中期发展规划要从地区能源资源特点,通过技术经济比较,来确定各类能源最经济的开发方案,选择发电容量的合理构成。20世纪60年代以来,各国相继开发了一些电源优化数学模型,这些模型大都能对电力系统扩建中的电源作出优化定量分析。但由于有的模型属于单节点电源规划,没有考虑电源和负荷地理分布因素,有的没有充分考虑水电的水文特性,有的没有包括发电新技术的经济评价等。因此,这些模型仍待进一步完善。

中期发展规划除了根据所选择的发电容量构成安排各类电厂外,还要根据各类电源运行特点和电力系统负荷特性,来划分各电厂在日负荷曲线上的工作位置,然后依此来选择各类电厂的规模,单机容量和主设备技术参数。若按电厂在日负荷曲线上承担的功能来

分类,有基荷电厂、腰荷电厂和峰荷电厂。一般基荷电厂的年利用小时数约为5000 h以上,腰荷电厂为3000~5000 h,峰荷电厂为3000 h以下。由于电力系统的调峰问题日益突出,因此对调峰问题需专门研究。

(1) 水电厂。按水电厂水库调节性能划分有:径流式水电厂,调节式水电厂(有日调节、周调节、年调节和多年调节)和抽水蓄能式水电厂。径流式水电厂只能担任基荷,调节式水电厂可以担任腰荷和峰荷,可以作备用容量。抽水蓄能式水电厂主要用于峰荷,起移峰填谷和短时备用容量作用。由于水电机组起停迅速,在系统规划中应力求以水电承担调峰任务。同时水电厂除有发电效益外,还有其他综合效益,因此,中期发展规划要按照河流水电规划的要求来开发水电并力求按流域进行梯级连续开发。

(2) 火电厂。可以担任系统的基荷、腰荷和峰荷。火电机组调峰能力是随机组设计性能不同而异。一般按基荷设计的普通机组,其调峰能力仅20%~30%,如以这类机组进行起停调峰,对机组寿命也有影响。而按调峰设计的火电调峰机组,其调峰能力可达60%~70%,但其造价较高经济性差。中期发展规划要根据燃料供应及运输条件,确定发展燃煤、燃油或燃气的火电厂,以满足电量需求。新建火电厂,事先都应进行厂址选择,在规划中应考虑一定的厂址储备。大容量燃煤火电厂,由于煤、水供应,灰渣排放、烟尘对环境影响,使得厂址选择更为困难,因此要根据交通、出线走廊、地形、地质、地震、供水、电热负荷、运煤除灰等条件作全面技术经济论证后,选择出合理的厂址。

(3) 核电厂。用核能作动力,适宜担任系统基荷。从经济与安全角度看,一般应配套建设抽水蓄能电厂。中期发展规划主要考虑在那些常规能源不足,交通运输困难,具有核电厂厂址条件的地区建设核电厂。核电厂厂址的选择,一般应考虑电厂周围的一定距离内人口不能密集并有充足的符合设计标准的冷却水源,厂址的地震、地质条件要满足规定标准,要考虑不正常水文气象条件造成的最大洪水、潮浪、海啸及垮坝的影响,在条件许可情况下,应力求靠近负荷区,以尽量减少输变电设备投资,提高供电可靠性,对用过的燃料,要进行处理,使之对环境影响最小。

**电力网发展规划** 包括输电网发展规划和配电网发展规划两部分。

**输电网发展规划** 研究5~15年内电源、电力系统与相邻电力系统之间的最优连接方案,即研究电力系统的电压等级,电力系统的结构等,以满足电力系统的可靠性、经济性与灵活性的基本要求。为此,就必须进行各类技术条件分析计算。例如,要进行潮流计算分析,无功平衡及调相调压计算分析,系统稳定计算分



析,短路电流计算分析,工频过电压及潜供电流计算分析,以及输电可靠性计算分析,在此基础上,对各方方案进行经济比较后,选择最佳方案。在规划超高压电力系统时,还要考虑线路走径和变电所位置对环境的影响。如电晕,电磁场影响,可听噪声,无线电电视干扰等。

(1) 潮流计算分析。研究电力系统在最大运行方式和最小运行方式(必要时,包括在特殊运行方式)下的主要电源发电出力和主干线路上的潮流分布,为确定送电方向,选择电力系统电压等级、电力网结构、输变电的主要设备容量提供依据。在计算潮流假定运行方式时的一般原则有:①电源总发电出力要满足电力系统最大负荷,并具有足够的备用容量;②要考虑充分地利用水电厂的发电量和装机容量,在满足最低的综合利用水量要求的情况下,尽可能实现水电厂的日、周调节;③要充分地利利用热电厂按热负荷运行的强制出力及发电量;④满足各机组最小出力的要求;⑤要考虑火电厂的经济运行,以节约燃料。

(2) 无功平衡和调相调压计算分析。中期发展规划要按分地区或按电压等级分层次进行无功平衡,提出无功补偿设备安装的必要性(见电力系统无功功率平衡及电力系统无功功率补偿)并通过调相调压计算,来检查电力网结构、输变电主要设备运行状况,以满足电压质量和降低线损的要求。当调相调压计算结果不能满足规定要求时,则首先应检查系统无功运行情况,若系统无功不足,应研究在合适的地点增设电容器等无功补偿装置。若系统无功过剩,应装设高压或低压并联电抗器补偿。在无功配置合理的情况下,若系统调压计算不能满足电压质量要求,应首先利用已有的调压手段进行调整。如调整发电机、调相机的励磁调节装置,改变已有变压器分接头,投切并列运行的变压器、线路、电抗器和已有的无功补偿装置,若仍不能满足要求时,则选用有载调压变压器或串联调压器等,直到满足电压质量标准为止。(见电力系统调相调压设计)

(3) 系统稳定计算分析。为检验系统稳定性,一般进行静态和暂态稳定计算,必要时还作动态稳定计算。当计算结果表示不满足稳定要求时,应采取提高稳定措施(见提高电力系统稳定措施)。

(4) 短路电流计算分析。电力系统不断发展,短路电流随之不断增长,中期发展规划中短路电流计算的目的是:验算系统短路容量是否超过现有断路器的额定断流容量,选择新增断路器的额定断流容量以及采取限制短路电流水平的措施。系统设计应按远景水平年计算短路电流,内容有三相和单相短路电流两种计算。对新增断路器的选择,应按设备投运后10年或更长一些时间的系统发展来考虑。当短路电流水平过

大时,应采取限制措施:①引入更高一级电压等级,将次级电压电力网分网运行;②用直流输电电压联网;③采用高阻抗变压器;④采用限流电抗器,在选择限流电抗器参数时,要兼顾限制短路电流和系统稳定两方面的要求;⑤单相短路电流过大时,可采用变压器中性点经阻抗接地,或限制直接接地中性点的数量。(见电力系统短路电流配合)

(5) 工频过电压及潜供电流计算分析。目的是:验算工频过电压是否超过允许值以及校验在输电线非全相运行状态下是否产生工频谐振过电压。以正常运行方式为基础,并加上一重非正常运行方式及一重故障型式为计算条件。当计算结果超过允许值时,则需考虑采用装高压并联电抗器、良导体架空地线或其他措施。

对330 kV及以上电压线路,如果采用单相重合闸,而潜供电流超过允许值时,需要采用高压并联电抗器中性点装小电抗或快速单相接地开关等措施。

(6) 输电可靠性计算分析。校核输电系统充裕度采用 $n-k$ 法则来进行潮流计算,即当由 $n$ 个元件组成的系统中有 $k$ 个元件故障,而不丧失其供给既定负荷的能力。一般取 $k=1$ ,在大电力系统中的重要输电线路,也有取 $k=2$ 。校核安全度采用稳定计算。安全度分析一般是按指定的确定性事件进行,不能满足者,要采用提高稳定的措施。(见输电系统可靠性)

经济比较 考虑资金的时间价值,对各方方案要进行经济比较,从中择优选取。参与比较的各方案应在技术性能上等同并满足可靠性、电能质量和其他供电技术要求。当比较效益相同的方案时,计算方法采用年费用法或费用现值法。当比较不同效益的方案时,计算方法采用差额投资内部收益率法或净现值法。计算内容有投资和年运行费,计入贴现值,以货币形式表示。必要时,还计算实物量(如原材料、工程量、占地、淹没、迁移人口及拆迁建筑物等方面)。(见经济比较法)

配电网发展规划 研究5~15年内大中城市供电发展规划。配电网发展规划是在调查现有城网状况的基础上,按照未来负荷预测的水平,从改造和加强现有城网入手,合理选择供电电源、电压等级、城网接线和无功补偿与电压调整措施。提出负荷分布图,城网地理接线图和单线图以及对线路、变电所的预留走廊和所址。电源选择是根据中期规划中论证的电源建设原则,考虑城网负荷密度大小和厂址条件而定。通常,城市电源的类型和容量由中期发展规划确定,而电源的具体选点,则由城网规划完成。电源要考虑有足够的可靠性,当某一电源因事故停电后,其余电源应仍能保证供电,电源要尽量靠近负荷中心。城网供电电压,各地情况不同,但一般尽可能有计划地简化等级,各国城市输入电源的高压送电电压也各不相同,如美国芝加哥,其

高压为 500/138 kV, 法国巴黎、意大利米兰则为 380/220 kV, 日本东京为 500/275 kV, 加拿大魁北克为 735/220 kV。为了保证供电可靠性, 城网多采用以最高电压的双回架空线作为外环, 汇集由区域发电厂和电力系统供电的全部电力, 然后从外环用高压配电电压转送到城市负荷中心。如果电力系统短路电流, 已达到现有开关容量极限值时, 则采用在已有的城网的基础上, 再叠加更高一级电压电力网, 如日本东京在已建成 275 kV 环网上, 又在外围叠加 500 kV 环网, 而且将以后建设的大型电厂, 直接接入到 500 kV 环网上, 再由此环网转供给 275 kV 系统中去。城市电力网的无功补偿应按就地补偿的原则逐级补偿。电压调整方面, 国外普遍采用电容器和自动切合和带负荷调压变压器。在配电电缆增多的城市, 还应增设自动切合的电抗器。(见城市电力网规划)

农村配电网发展规划与城市配电网发展规划相同, 只是负荷密度低, 用电负荷比较分散。在农业用电比重大的农村, 季节性对用电负荷影响较大, 在乡镇工业比重大的农村, 其用电与城市相同, 配电网与城市配电网也大致相同。

配电可靠性计算分析 见配电系统可靠性。

#### 参考书目

新电气事业讲座编辑委员会, 电力系统的计划与运行, 刘长垣译, 北京: 水利电力出版社, 1986

(张惠勤)

dianli xitong zhongxingdian jiedì fāngshì

**电力系统中性点接地方式** (neutral grounding of electric power system)

电力系统中性点和大地之间的连接方式。电力系统中性点是三相电力系统中绕组或线圈采用星形接法的电力设备(如发电机、变压器等)各相的连接对称点和电压平衡点, 其对地电位在电力系统正常运行时为零或接近于零。电力系统中性点接地是一种工作接地, 保证电力设备和整个电力系统在正常及故障状态下具有适当的运行条件。

中性点接地方式的选择是一个涉及电力系统许多方面的综合性技术课题, 对于电力系统设计与运行有着多方面的影响。在选择中性点接地方式时应该考虑的主要因素为: ①供电可靠性与故障范围; ②绝缘水平与绝缘配合; ③对继电保护的影响; ④对通信与信号系统的干扰; ⑤对系统稳定的影响。

中性点接地方式有: 不接地(绝缘)、经电阻接地、经电抗接地、经消弧线圈接地(谐振接地)、直接接地等。但就主要运行特性而言, 可将它们归纳为两大类: ①中性点直接接地或经小阻抗接地, 采用这种中性点

接地方式的电力系统称为有效接地系统或大接地电流系统; ②中性点不接地或经消弧线圈接地, 以及那些中性点经高阻抗接地因而接地电流被控制到较小数值的中性点接地方式, 采用这种中性点接地方式的电力系统称为非有效接地系统或小接地电流系统。需要指出, 阻抗或接地电流的大小是相对的, 因而有必要采用确切的指标来加以区分。比较多的国家(包括中国)规定, 凡是系统的零序电抗( $x_0$ )和正序电抗( $x_1$ )的比值( $x_0/x_1$ ) $\leq 3$ , 且零序电阻( $r_0$ )和正序电抗( $x_1$ )的比值( $r_0/x_1$ ) $\leq 1$ 的系统, 属于有效接地系统; 反之, ( $x_0/x_1$ ) $> 3$ , 且( $r_0/x_1$ ) $> 1$ 的系统, 属于非有效接地系统。这两类电力系统的运行特性差别很大, 面在同一类系统中, 不同接地方式下的电力系统运行特性相差不多。

现代电力系统中采用得最多的中性点接地方式是: 有效接地、不接地和经消弧线圈接地。在绝缘水平方面的考虑占首要地位的 220 kV 及以上的电力系统中, 均采用有效接地方式; 在绝缘投资所占比重不太大的 60 kV 及以下的配电系统中, 出于供电可靠性等方面的考虑, 大都采用不接地或经消弧线圈接地的方式; 而在 110~154 kV 的电力系统中, 大多数国家采用有效接地方式, 但也有一些国家采用经消弧线圈接地方式, 中国除极个别 110 kV 电力网, 因历史原因仍在使用中性点经消弧线圈接地方式外, 均采用有效接地方式。

#### 参考书目

赵智大, 电力系统中性点接地问题, 北京: 中国工业出版社, 1965

Willheim R, Waters M. Neutral Grounding in High-Voltage Transmission. Elsevier Publishing Company, 1956

(赵智大)

dianli xitong zhongda shigu

**电力系统重大事故** (major electric power system failure)

电力系统(或联合电力系统)在特别恶劣的自然和运行条件下, 事故发生后出现稳定破坏、频率崩溃或电压崩溃等严重现象, 以及事故的连锁反应, 从而导致系统瓦解和大面积停电的事故。

重大事故的原因 电力系统中发生事故的直接原因有自然灾害、外力破坏、设备损坏、运行管理不当及错误操作等各方面的内外原因。在电力系统的设计及运行中一般都考虑了处理可预见事故的能力和相应的设施, 保证系统的安全连续供电。但是, 在特别恶劣的自然环境(如风暴、水灾、地震)和运行条件下, 会同时出现多重事故, 或者由单个事故诱发连锁发展的事

故扩大,这种重大事故往往超出设计及运行规定的安全界限,所以会出现稳定破坏、频率崩溃、电压崩溃等严重现象,从而导致系统瓦解和大面积停电。

事故扩大的原因是多种多样的,下面是几种主要的原因。

(1) 当切除部分发电机(或联络线)或部分系统解列后,由于出力减少,在电力系统的有功出力和负荷间发生很大的不平衡,这会引起电力系统频率的很大变化,以致使一些对频率要求较高的发电厂辅助设备(如水泵、鼓风机等)不能正常运转,从而导致整个发电厂与电力系统的解列,使电力系统的有功功率平衡进一步恶化,频率进一步下降,如此恶性循环,将使全系统崩溃。

(2) 电力系统无功功率备用不足的情况下,在发电机失步或切除发电机(或线路)的同时,使系统无功功率出现不平衡,电压迅速下降,引起电压崩溃。

(3) 在平行线路(或变压器)或环网运行情况下,当一回线路发生故障而断开后,被断开线路的负荷转移到相邻线路上去,使该线路的负荷突然增大,如果负荷超过该线路的输送容量时,将使稳定破坏或线路自动断开,其余剩下的健全线路负荷将进一步增加,有可能再断开另一些线路。相继断开线路的结果,有可能扩大事故,使电力系统瓦解。

(4) 事故后,当电力系统的某一部分失去稳定而处于失步状态时,由于未能及时将失去稳定的部分系统解列或采取有效的措施使全系统迅速恢复正常工作,将产生剧烈的功率和电压波动,并可能在电力系统的相邻部分引起新的失步现象。

(5) 在雷击、污闪等情况下,有可能在电力系统中若干绝缘薄弱点同时发生闪络事故,这种同时发生的多重故障会造成大面积停电。

(6) 由于整定值的不适应或者元件的损坏,继电保护装置、自动装置或断路器拒绝动作或误动作,往往使应该断开的系统元件不断开或延长断开时间,导致后备保护动作,或者不应断开的反而误断开,这将扩大停电范围。

重大事故的后果是很严重的,特别是对于工业发达的国家和城市,其直接和间接的损失很大。直接损失包括:发电和输配电设备的损坏,工业停产,铁路、航空的停运,商品因缺乏冷冻而变质,人员伤亡,电力公司为恢复供电所增加的开支等。间接损失则包括交通控制失灵形成城市堵塞,公安、急救、消防等重要单位由于失去通信联系而不能正常工作,社会骚乱,医院因停电而造成病人死亡,高层建筑因电梯停用而使工作停止等。这些损失还与停电时间的长短,停电的时间(白天抑或晚上)和停电季节、停电地区的人口密度和

工业化程度等很多因素有关。

防止重大事故发生的措施 根据对国内外电力系统重大事故的分析和研究表明,主要可以从下列几方面来防止重大事故的发生,或者在重大事故发生后尽量缩小波及范围和迅速恢复供电。

(1) 电力系统规划设计。在电力系统发展的各个阶段,都应根据规定的可靠性准则,校核其规模(包括发电容量及其合理配置,输电系统的输送容量等),使其能与电力系统中各地区负荷增长相适应,并有足够的备用;不仅要求有功功率达到平衡,同时要保证无功功率的平衡,以避免由于无功功率不足所引起的电压崩溃。另一方面要特别注意合理的电力网结构,加强薄弱环节,例如避免高低压环网和距离过长的单回线路等。在设计时还应考虑在各种典型运行方式中可能出现的故障以及罕见的严重事故。在技术经济合理的条件下,安排相应的措施,力争事故后的影响为最小。

(2) 电力系统设备元件。为了保持设备的完好和安全可靠,必须根据现场条件对设备进行定期的试验、检查和校核,及时发现和消除设备的隐患及其初期缺陷。特别是在设备不能及时投入运行、系统结构薄弱和电源紧张的情况下,设备的预防性维护更是花费最少收效最大的安全措施。各种备用设备和辅助装置(如操作电源、高压气源等)均应处于随时准备投入工作的状态。

(3) 继电保护和安全自动装置。要定期测试和维护,使这些装置能正确而及时地动作,避免设备由于过电流或过电压而受到损坏;或者由于切除故障时间的延迟而使系统失去稳定或扩大事故。由于电力系统的结构日益复杂,相应的继电保护和安全自动装置也越来越复杂,给其整定的配合带来困难。特别是在运行方式和系统接线变更时,要及时修正各装置的整定值,以免发生拒动或误动,成为事故扩大的原因。

(4) 电力系统通信和信息收集。在正常或事故情况下要保证系统实时运行方式的重要信息(如母线电压、线路潮流、主设备运行状态、雷电和气象情况等)能正确无误地传送给系统调度人员和有关的运行人员,使他们能正确掌握系统现状,及时发现问题,作出正确的判断和决策。特别是在发生事故后,信息收集系统更应能及时反映系统变化着的状态,使调度和运行人员掌握事故全而情况,作出正确处理,避免事故的扩大。

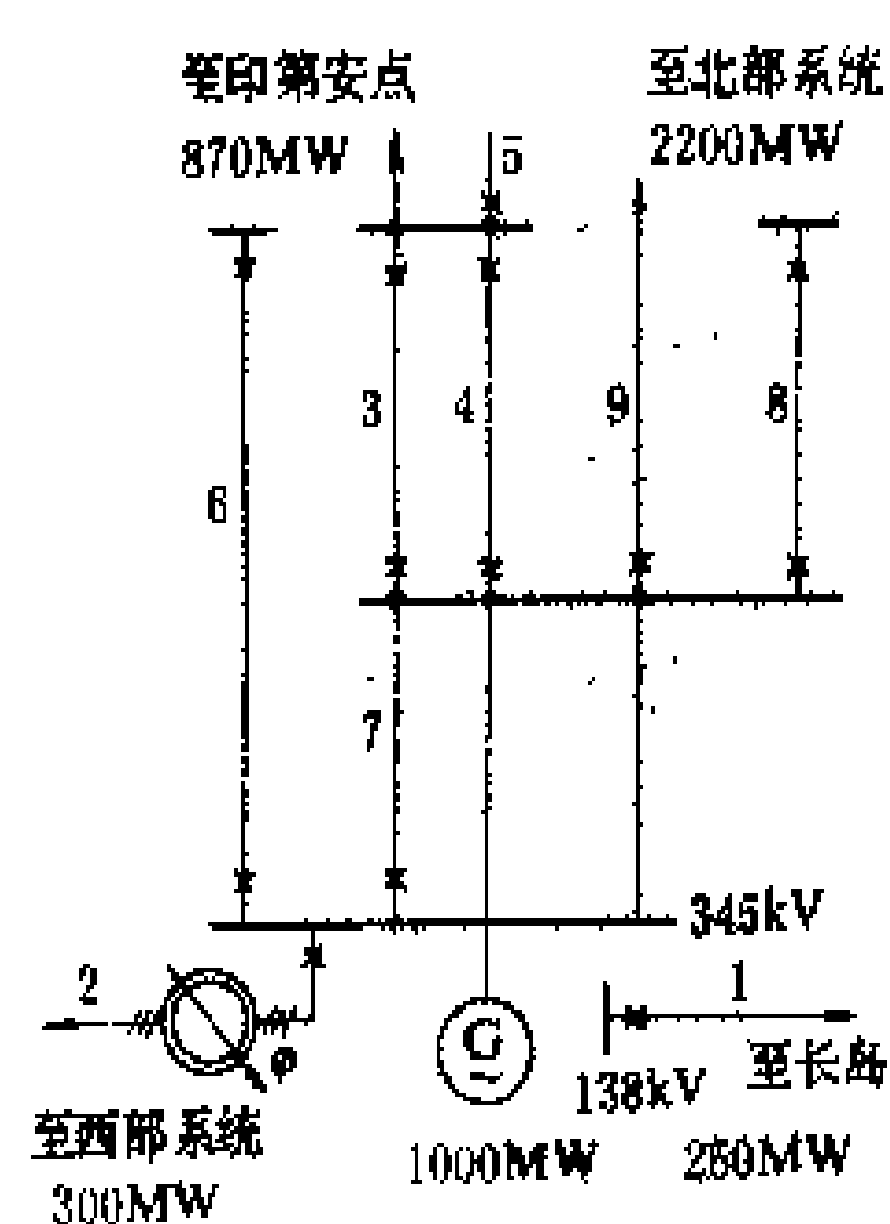
(5) 调度和运行人员素质。随着电力系统自动化水平的不断提高,要求调度和运行人员能正确而熟练地掌握和使用各种设备,特别是在事故情况下,要求调度和运行人员能应付突然来临和未能预测到的严重运行状态,及时作出反应,采取正确的操作步骤和控制措施。所以,在选用运行人员时,除对文化技术水平和运

行经验有严格要求外,还应注意精神素质。平时要利用专用的培训模拟设备,对他们进行有计划的培训,要编制各种调度和运行规程,并督促调度和运行人员严格执行。电力系统中各级调度人员之间的职责要有明确规定,相互密切配合。上一级调度人员缺乏指挥下一级运行人员的权威,各级调度人员间工作的不协调也往往是拖延事故处理时间和扩大事故的主要原因之一。

(6) 运行管理。为了保证系统安全运行,应该对实际运行的电力系统结构和运行方式(要考虑若干设备在计划检修和停役、水电厂洪水和枯水季节等可能的运行方式)进行几天以至几周内的运行预想分析,并结合可靠性导则的规定和运行经验及具体环境条件,对各种预想事故进行分析并规定一系列的处理方法。在运行方式的安排上,应考虑足够的旋转备用和冷备用,以及它们的合理分布。对于事故后防止大面积停电的安全自动装置(如切机、切负荷)的协调配置也应作仔细的考虑和安排。

**典型的重大事故** 20世纪60年代以来,国际上出现了多次重大事故,现列举几次事故发生的情况及其后果。

#### (1) 1977年7月13日美国纽约的大面积停电事故。



纽约市电力系统简化示意图

纽约市电力系统简化示意图如图所示。当时全纽约市负荷约6000 MW,市区内发电总出力约3000 MW,从北部系统、印第安点核电厂及新泽西系统分别输入2200 MW、870 MW和300 MW,并向长岛转送250 MW。

20时37分17秒在3和4两回同杆345 kV线路上同时受到雷击,因一侧的重合闸已解除,所以印第安点核电厂与系统断开,减少输入功率1310 MW,但所缺的功率尚可由其余联络线补足,系统经受住了这一干扰。

20时55分53秒受第二次雷击,同时断开6和7两回同杆345 kV线路。线路7两侧重合成功,而线路6一侧重合不成功。在这同时,因继电保护的误动作,使线路8断开。这时,只剩下三条线路与相邻系统联系,线路9的有功功率潮流达1200 MW,超过允许的短时间事故过载容量。为了消除线路的过载,调度员动

用市内发电厂备用容量,同时使系统电压降低8%,以减小负荷。但是这些措施还不能消除过载情况。

21时19分13秒,由于长时间过载,线路9发生单相接地故障后断开,使系统与北方系统完全断开,仅有线路1和2两回联络线与相邻系统相连。

21时22分11秒,经纽约州联合系统调度员允许,断开与长岛的联络线1,只剩下严重过载的联络线2(超过短时允许负载的60%)。

21时29分41秒,由于过载使接在线路2上的移相器受损而断开线路2。这时,纽约市区已成为孤立运行的电力系统,负荷约5980 MW,而发电容量仅4280 MW,系统频率以每秒4.5 Hz的速度下降,按频率降低自动减负荷装置动作,切除负荷1830 MW。

21时29分47秒,由于负荷切除,而电缆线路未切除,大量充电功率使系统电压升高。为了压低电压,发电机自动励磁调节装置起作用,使一台1000 MW发电机因失磁保护动作而断开,这时系统的功率缺额已无法得到补偿,频率下降到50 Hz(额定频率为60 Hz),全系统崩溃,纽约市一片漆黑。

在恢复供电过程中,全市分为6个区进行。由于种设备和操作的原因,共延续24 h,才使全系统恢复供电。

(2) 1978年12月19日法国全国大停电事故。事故发生在上午8时,全电力系统总负荷为38000 MW,发电容量为火电33700 MW(含4600 MW核电)和水电18600 MW。虽然装机容量足够,但运行条件十分不利:水库达到30年最低水位,中、低水头的水库全部达到死水位,使水电出力和备用严重减少。当时又气温骤降,负荷超计划1200 MW以上,必须从国外输入3700 MW。输电量增大后引起无功功率损耗加大,400 kV主系统电压下降到331~354 kV,线路过负荷。调度员未坚决采取切负荷措施,因此,先后一回400 kV及三回225 kV线路过负荷跳闸,一水电厂的两台200 MW机组过电流跳闸,形成更大的功率缺额。接着,两回国际联络线跳闸,形成全系统电压崩溃、稳定破坏。失步保护又切除更多线路,全系统瓦解。巴黎地区的5台大机组因低电压保护动作切除,又损失2500 MW电源,几乎形成全国范围内大停电事故,中断负荷24000 MW,少送电1亿kW·h,损失2~3亿美元。重要负荷在1 h后恢复,80%负荷在4 h后供电,10 h后恢复95%的供电。事故中无设备损坏。

(3) 1983年12月27日瑞典大停电事故。该日中午瑞典电力系统中因在检修一变电所的隔离开关时工作失误,造成两条400 kV输电线跳闸,形成事故连锁发展,全国大部分地区(包括首都)停电至少2 h,形成瑞典历史上最大的系统事故。6 h后还有5%~



10%的负荷未恢复,火车、地铁均停运2 h以上。工业用户损失1200万美元,其他用户损失1200~2400万美元。

(4) 1987年7月23日日本东京地区大停电事故。此日发生了一次电压崩溃的系统重大事故,两个500 kV和一个220 kV变电所全停,影响了280多万户用户的生活用电。火车、地铁、自来水、银行计算机系统受到很大影响,造成大量损失。

(5) 1987年10月15日英国大停电事故。当日大风暴吹倒英国南部7000多根电杆,大量导线断裂,造成全国500万户用户和伦敦市停电,事故延续11 h。倒杆和断线造成43处线路需要修理,紧急向美国订货空运来英。抢修5天后仍有10%以上用户断电,8天后仍有5%用户未恢复,两周后才恢复正常。

(6) 1988年4月18日加拿大魁北克省因气候恶劣和发输电设备多重故障产生全系统停电达8h之久,使全省600多万人受停电影响。

(7) 1974年中国陕甘青330 kV电力系统振荡事故。1974年5月28日,由刘家峡电厂向兰州龚家湾变电所供电的220 kV刘龚线上发生线对树放电的瞬时性故障。龚侧的保护尚未来得及动作,故障已经消除,但刘侧保护于0.15 s三相跳闸,同时断开另一条刘连西线。当时两条线路的负荷共270 MW,使兰州与西宁两地区与主网解列。刘家峡电厂的断路器动作2 s后,故障引起的330 kV系统同步振荡使其两端的调速器不协调动作,主网振荡扩大而失步,使受端陕西地区遭受停电损失。整个系统经过30多秒后才再同步而进入新的稳态运行方式。

(何大愚 韩祎祥)

dianli xitong zhuangtai guji

**电力系统状态估计** (electric power system state estimation)

对系统某一时间断面的遥测量和遥信信息进行实时数据处理。主要任务是通过处理,提高实时数据的精确度,补充测点与量测项目的不足(如各节点电压相角),自动排除偶然出现的错误数据和信息,以提高整个数据系统的可靠性,为建立一个高质量的实时数据库提供数据信息。

**状态与量测** 电力系统状态通常用各节点的电压幅值与相角表征,但电压相角直接量测比较困难,故量测量中一般仅包括节点注入有功、无功功率,线路有功、无功潮流和节点电压幅值等量测项目。量测量与状态之间由普通潮流方程联系着。

**量测误差与不良数据** 由于量测设备、转换器件、传送通道各环节以及量测非同时性、三相不对称性等因素,实际量测量与物理量真值之间存在量测误差

(measurement error)。它具有随机特性。一般假定为0均值的正态分布,误差大小用标准差 $\sigma$ 衡量。另外,因系统故障、操作、通道故障等对量测的很大干扰,可以引起很大误差,这种量测量称为不良数据(bad data)。实用上,误差 $v < 3\sigma$ 的量测称正常量测, $v > (6 \sim 7)\sigma$ 的称不良数据,后者必须通过状态估计加以辨识并排除。

**冗余量测与量测冗余度** 量测向量维数 $m$ 大于状态维数 $n$ 时, $(m-n)$ 个量测称为冗余量测,称 $m/n$ 为系统的量测冗余度,后者是衡量该系统状态估计功能优劣的一项定性指标。 $m=n$ 时表示量测与状态向量同维,数学上 $n$ 个未知状态量有 $n$ 个独立潮流方程,方程组是可解的,即状态估计是可以进行的。但理论证明,它没有提高数据精度和辨识不良数据的功能。只有当 $m > n$ 时才有上述功能。所以,冗余量测是发挥状态估计功能的唯一信息源泉。量测冗余度愈高,相应的状态估计功能愈强。

**电力系统状态估计的基本算法** 目前国内外广泛采用的是加权最小二乘估计算法(weighted least square estimation algorithm),简称WLS算法。

(1) 量测方程。

$$z = h(x) + v$$

式中 $z$ 为 $m$ 维已知量测向量; $x$ 为 $n$ 维未知状态向量; $h(x)$ 为 $m$ 维非线性函数向量; $v$ 为 $m$ 维量测误差; $E(v) = 0$ ,  $E(vv^T) = R$ 为误差统计特性; $m$ 维期望值向量和 $m \times m$ 阶方差阵,由于假设量测是统计独立,故 $R$ 为 $m \times m$ 阶对角阵。

(2) 目标函数。

$$\min J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)]$$

(3) 状态估计迭代方程。由 $\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0$ 可得迭代方程如下

$$x_{k+1} = x_k + [H^T(x_k) R^{-1} H(x_k)]^{-1} H^T(x_k) R^{-1} \times [z - h(x_k)]$$

以及

$$\lim_{k \rightarrow \infty} x_k = \hat{x}$$

式中 $H$ 为 $m \times n$ 阶雅可比矩阵, $k$ 为迭代次数, $\hat{x}$ 为 $n$ 维状态估计量。

(4) 状态估计误差及其统计特性。状态估计量与状态真值的差为状态估计误差,记作 $\tilde{x} = \hat{x} - x$ ,是状态估计精度的定量标志,然而由于 $\tilde{x}$ 的随机特性,故仍须以期望值和方差表示。理论推导证明其统计特性如下

$$E(\tilde{x}) = 0, E(\tilde{x}\tilde{x}^T) = [H^T(\hat{x}) R^{-1} H(\hat{x})]^{-1}$$

(5) 量测估计、量测估计误差及其统计特性。将所得的 $\hat{x}$ 代入 $h(x)$ ,称 $h(\hat{x})$ 为量测估计值,而 $\tilde{z} = h(\hat{x}) - h(x)$ 称为量测估计误差,它的大小是量测估计精度的定量标志,也用统计特性表示。可以证

明,其期望值和方差如下

$$E(\bar{z})=0,$$

$$E(\bar{z}\bar{z}^T)=H(\hat{x})[H^T(\hat{x})R^{-1}H(\hat{x})]^{-1}H^T(\hat{x})$$

很明显,当  $m=n$ , 即  $H$  阵为  $n \times n$  阶方阵时,  $E(\bar{z}\bar{z}^T)=R$ , 与量测方程的误差统计特性相比较, 完全一致, 即量测估计精度没有任何提高。相反, 当  $m>n$  时,  $E(\bar{z}\bar{z}^T)$  阵的对角元小于  $R$  阵的相应对角元, 估计后的精度提高了。

(6) 残差方程式。量测向量  $z$  与量测估计  $h(\hat{x})$  之差称为量测残差  $r$ ,  $r$  为  $m$  维向量, 其统计特性分别为

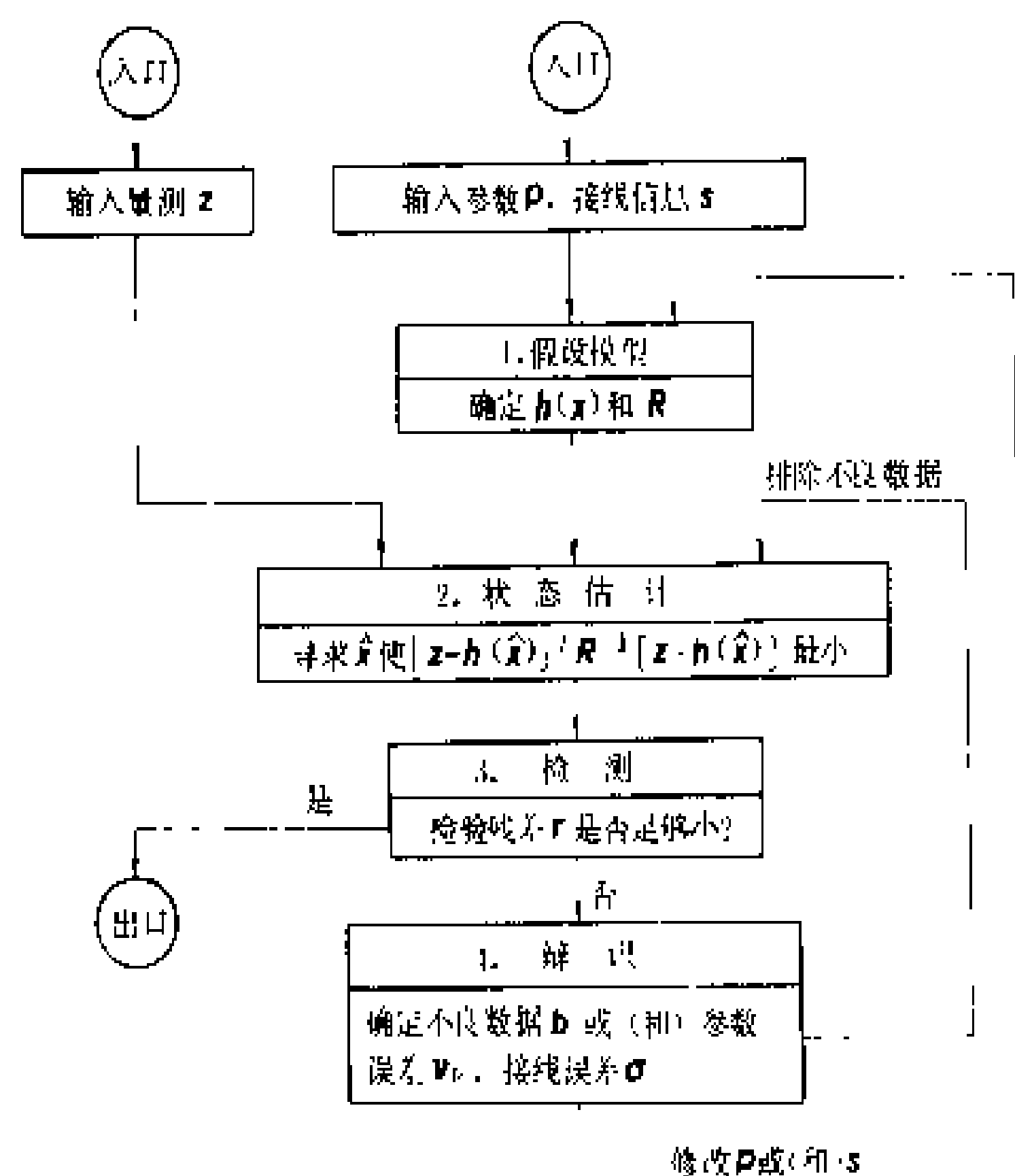
$$E(r)=0$$

$$E(rr^T)=R-H(\hat{x})[H^T(\hat{x})R^{-1}H(\hat{x})]^{-1}H^T(\hat{x})=WR$$

式中  $W=I-H(\hat{x})[H^T(\hat{x})R^{-1}H(\hat{x})]^{-1}H^T(\hat{x})R^{-1}$  称为残差灵敏度矩阵 (residual sensitivity matrix), 它把残差  $r$  与量测误差  $v$  联系起来  $r=Wv$ 。称上式为残差方程, 它是辨识不良数据的基本方程。

**不良数据的检测与辨识** 不良数据与  $v$  中特大的分量相对应。寻求不良数据用搜索方法。一般分作两步: 第一步, 不良数据检测。检测就是通过残差  $r$  判别  $z$  中是否含有不良数据; 第二步, 若含有不良数据, 则需辨别它所在的测点和大小, 称不良数据辨识。严格意义上的状态估计应包括接线模型错误辨识和参数估计。

**状态估计的基本流程图** 如图所示, 入口前为远方信息 (或经过预处理)。在输入参数  $p$  和接线信息  $s$



状态估计基本流程图

后可以形成实时接线模型, 该接线只能认为是假设的。输入量测  $z$  后可以进行状态估计。下一步应根据计算

所得的量测残差  $r$  进行检测以判定是否存在不良数据、参数误差、接线错误信息。如不存在, 该状态估计是可靠的, 将结果输入实时数据库。否则, 就要进一步进行辨识, 并对接线模型或量测  $z$  进行修改, 并重新作状态估计, 直至所得的结果可靠为止。

#### 参考书目

于尔铿, 电力系统状态估计, 北京: 水利电力出版社, 1985

(相年德)

dianli xitong zidonghua

**电力系统自动化** (electric power system automation)

应用各种具有自动检测、反馈、决策和控制功能的装置并通过信号、数据传输系统对电力系统各元件、局部系统或全系统进行就地或远方的自动监视、协调、调节和控制, 保证电力系统的供电质量和安全经济运行。

**电力系统的特点及对自动化的要求** 电能的供应和使用与社会经济和人民生活密切相关。电力系统包括生产、传输、分配、消费电能的各个环节, 是一个复杂的连续生产和消费过程, 在地域上分布辽阔而在电气上却是联成一体的。电能质量不合格将引起产品质量和生产率的下降以及人民生活的不便, 突然停电和长期频率或电压下降的情况下还会造成人身伤亡和设备损坏事故。电力系统中任何一个元件的参数和运行状态的变化都会迅速地影响到系统中其他元件的正常工作, 所以在电力系统中任何一处发生故障, 应及时而正确地处理, 否则将使事故扩大, 并波及电力系统其他运行部分, 以至造成大面积停电。一次能源调度、发电机起停和负荷分配、电网结构和潮流分布、负荷控制和管理合理与否, 都涉及电力系统运行中能量的节约和所发挥的经济效益。

由于电力系统规模和容量的不断扩大, 系统结构、运行方式日益复杂, 单纯依靠人力来监视电力系统的运行状态, 正确而及时地进行各项操作, 迅速地处理事故, 已经是不可能了。必须应用现代控制理论、电子技术、计算机技术、通信技术、图象显示技术等科学技术的最新成就来实现电力系统的自动化。

电力系统自动化的基本要求如下。

- (1) 迅速而正确地收集、检测和处理电力系统各元件、局部系统或全系统的运行参数。
- (2) 根据电力系统的实际运行状态和系统各元件的技术、经济和安全要求为运行人员提供调节和控制的决策, 或者直接对各元件进行调节和控制。
- (3) 实现全系统各层次、各局部系统和各元件间的综合协调, 寻求电力系统电能质量合格和安全经济



运行。

(4) 提高供电可靠性,减少电力系统事故,延长设备寿命,提高运行水平,节省人力,减轻劳动强度。

**电力系统自动化发展过程** 电力系统自动化是在应用各种自动装置逐步取代人工操作的过程中发展起来的。最先,运行人员在发电机组、开关设备等电力系统元件的近旁直接监视设备状态并进行手工操作和调节,例如人工操作开关、调节发电机的出力和电压等。这种工作方式的效果与运行人员的素质和精神状态有关,也与监视仪表和调节操作装置的完善性有密切关系,往往不能及时而正确地对系统进行调节和控制,特别在发生事故时,由于来不及反应事故的发生和发展,而使事故扩大。

随着单个设备或单个过程自动装置(或调节器)的应用,直接以运行参数的变化作为控制装置的输入信号,来起动设备的操作和控制,如利用各种继电器来反应系统故障情况下的电流和电压的变化,使断路器开断故障线路;根据发电机端电压变化的信号来调节励磁电流,以实现电压和无功功率的调节和控制;根据系统频率的变化信号来调节原动机的出力,以实现频率和有功功率的调节和控制以及水轮机组的程序起动等。这种单参数、单回路的调节和控制装置的应用,节省了人力,并能比较正确而及时地控制运行状态。随着电子技术和计算机技术的发展,自动装置的组成元件也由最初的电磁型的发展成由晶体管、集成电路构成的无触点型的并进一步采用以微型计算机(或微处理器)为基础的可编程序控制器等先进设备。

由于电力系统的发展,发电厂(发电机)及电力系统其它元件数量的增加,运行工况的复杂,使得协调各元件间的控制成为必要。所以,在一个发电厂、局部电力系统以至整个电力系统开始应用先进的计算机和通信设备来完成数据收集和处理,并且利用计算机的高速运算能力、大容量内存和高度的逻辑判断能力,实现一个发电厂、局部电力系统以至整个电力系统的集中监视、决策和控制。

随着电力系统各元件及发电厂组成的日益复杂,以及对控制的要求日益严格,进一步用计算机进行集中控制越来越困难,这是因为信息量庞大,通道拥挤,计算机的容量增大,响应不快,运行复杂。利用计算机性能价格比日益提高的趋势,对被控对象多、每个对象需要监控的参数较多、各个对象在地理上比较分散的系统,控制方式从集中控制发展为分层控制,如中心调度所、地区调度所、发电厂(变电所)控制中心等形式的分层控制。分层控制的最低层可以在获得数据的地方由就近设置的计算机处理数据,并进行控制。这样可以避免大量信息的来回传送,减轻上层计算机的负担,

提高信息处理的实时性。只有涉及全系统的综合性信息,才由下一层转送给上一层进行控制和,在上层作出决策后向下层发送控制信息。

### 电力系统自动化的主要内容和现状

**电力系统调度自动化** 为了合理监视、控制和协调日益扩大的电力系统的运行状态,及时处理影响整个系统正常运行的事故和异常现象,在形成电力系统的最早阶段,就注意到电力系统的远方监视和控制问题,并提出必须设立电力系统调度控制中心。在开始阶段由于通信设备等技术装备的限制(如只有电话),调度人员需要花费很多时间才能掌握有限的代表电力系统运行状态的信息,电力系统的很大一部分监视和控制功能是由电力系统所属发电厂和变电所的运行人员直接来完成的。

远动技术和通信技术的发展,使电力系统的实时信息直接进入调度控制中心成为可能,调度人员可根据这些信息迅速掌握电力系统的运行状态,及时发现和处理发生的事故。

20 世纪 60 年代开始用数字式远动设备,使信息的收集和传输在精度、速度和可靠性上都有很大的提高。电子计算机和图象显示技术在电力系统调度控制中心的应用使自动化程度达到一个新的水平。在开始阶段,计算机与相应的远动装置及通信设备组成的系统,主要用来完成电力系统运行状态的监视(包括信息的收集、处理和显示)、远距离开关操作,以及制表、记录和统计等功能,一般称为数据采集与监视控制(supervisory control and data acquisition, SCADA)。

60 年代后期国际上出现很多大面积停电事故以后,加强了全系统的安全监视、分析和控制。这种控制系统不仅能完整地了解全系统的实时状态,而且可在计算机及其外围设备的帮助下,能够在正常和事故情况下及时而正确地作出控制的决策。这种包括 SCADA 功能、自动发电控制及经济运行、安全控制功能以及其他调度管理和计划功能的系统称为能量管理系统(energy management system, EMS)。利用这种先进的自动化系统,运行人员已从过去以监视记录为主的情况转变为较多地进行分析、判断和决策,而日常的记录事务则由计算机取代。

电力系统调度自动化系统由下列 4 个子系统所组成。

(1) 信息收集和执行子系统。在各发电厂、变电所收集各种信息,向调度控制中心发送。如果在一些厂(所)设有微型计算机为核心的远方终端(remote terminal unit, RTU),则所传送的信息将是已经处理和加工过的。这个子系统同时接受上级控制中心发来的操作、调节或控制命令,例如开关操作,起停机组,



调节功率等。在接到命令后,或者直接作用于控制机构,或者按一定的规律将命令转发给各被控设备。

(2) 信息传输子系统。将收集到的信息通过传输媒介送到调度控制中心,传输媒介有电力载波、微波、光纤、同轴电缆、公共话路等。

(3) 信息处理子系统。以电子计算机为核心的主要组成部分,对收集到的信息进行处理、加工,为监视和分析计算电力系统运行状态提供正确的数据。分析计算的结果为运行人员提供控制决策的依据,或者直接实现自动控制。这种分析计算主要有:①为调节系统频率和电压的电能质量计算;②经济调度计算;③安全监视和安全分析计算。计算机还可用于完成日发电计划编制、检修计划编制、统计计算等工作。

(4) 人机联系子系统。用以向运行人员显示和输出信息,同时也输入运行人员的控制和操作命令。通过这一子系统使运行人员与电力系统及其控制系统构成一个整体。人机联系设备包括图形显示器及其控制台和键盘、模拟盘、制表或图形打印机、记录器(仪)等。

火电厂自动化 现代火电厂的发展趋势是采用高温、高压、中间再热的大型单元式发电机组,机组的单机容量大而热力系统复杂,其运行工况多变,操作频繁而复杂,控制的对象和参数多,所以对火电厂的自动化程度提出了很高的要求,传统的监控仪表和运行方式已满足不了火电厂经济安全运行的要求。近十几年来已经应用计算机来代替常规调节仪表对单项参数的控制或用一些相对独立的自动控制系统来完成局部设备的控制(如锅炉自动控制,喷燃器自动控制,汽轮机自动起动和发电机自动同步等),或者在传统的仪表和控制器的基础上增加电子计算机的协调和控制。其主要的功能有下列几方面。

(1) 安全监视。利用计算机对发电机组的各种参数和各类设备的运行状态进行巡回和周期性的测量和检查。对于不同的运行工况(如正常、异常、起停过程、事故),检测的内容和周期是不同的。采集数据后还要进行必要的处理,例如判断数据的正确性,对某些参数的修正,进行参数滤波等。同时,可对收集到的信息进一步校验是否越限,并通过声光显示或打印输出向运行人员报告。还可以根据获得的数据进行计算,得出如功率总加、锅炉效率、厂用电率等性能指标值。

(2) 正常调节。在正常运行时,对锅炉、汽轮机、发电机等主辅设备进行直接或间接控制。在运行中,因不断受到内外部条件及干扰的影响,一些被调参数(如汽压、汽温、水位、流量、风量等)经常发生变化,这就要利用自动调节器,根据被调量的偏差值,按规定的调节规律进行调节。最简单的是单回路调节系统。利用计算机可以同时控制若干回路,并考虑各参数的相关

因素。

(3) 机组起停。高参数和大容量机组的汽水系统、燃烧系统、辅助系统、除氧给水系统十分复杂,使机组起停时的控制十分困难。在从冷态起动到带满负荷(几小时到十几小时)的过程中,包括锅炉点火、升温升压、汽轮机升速、初负荷保持、升负荷等几个阶段,工况不断变化。为了保证起动设备的安全,减轻运行人员的劳动强度,要对各种参数和设备状态进行监视、判断和计算,然后对各调节器和程序控制回路发出指令,或者直接去调节和操作发电机组。

(4) 事故处理。对生产过程进行趋势预报和报警分析。事故发生后,首先通过事故识别程序查明事故性质及原因,然后转入相应的事故处理程序。如果事故继续发展,以致危及机组及系统安全时,则应采取紧急措施(如减负荷、停机)。在事故处理过程中,要监视和记录设备的状态及主要参数,以供运行人员进行事故后的分析。

水电厂自动化 水电厂除了按计划发电外,还在电力系统中起着调峰、调频和事故备用的作用,所以机组起动频繁,工况多变(如调相改发电,抽水蓄能发电厂的抽水改发电等);水电厂一般要通过远距离输电线将电能送到负荷中心,易出现稳定问题;同时水电厂还应考虑水力资源的综合利用。所以,水电厂的自动化要能适应这些要求。

水电厂自动化也是从单机自动化开始,首先实现机旁的仪表监视和报警,就地操作和单个元件的自动化,例如电气液压型的调速器,复式励磁电压校正器等。

随着水电厂机组数量的增多和单机容量的增大,以及水电的梯级开发和逐步实现水电厂、梯级水电厂的集中控制,采用对全厂和梯级水电厂运行状态的巡回检测,全厂主辅机的集中起停,自动调频和有功及无功功率的成组调节,机组的优化运行,稳定的监视和控制(如切机、电气制动、低频自动起动机组等)等。

近十几年来,在水电厂自动化中广泛应用计算机技术和微处理机。机组的基础自动化装置实现微机化,例如微机化的调速装置、励磁调节器、同步系统等,给水电厂的基础自动化带来了极大的方便。多微机的分布式计算机控制系统的应用,使水电厂进入全厂计算机监控和综合自动化,实现全厂的安全监视、自动发电控制和经济运行、事故顺序记录和水库经济调度等综合功能。在梯级开发的水系,还可进行全梯级水电厂的集中调度和控制。

随着自动化水平的提高,在一些中、小型水电厂可以实现无人值班和控制中心的远方监控。

水电厂除了本身机组及电气设备的监视和控制

外,还要考虑水力系统(上、下游,以至跨流域)对水电厂的约束,实现水库长、中、短期的优化调度,以及防洪、灌溉、航运、供水、养殖的综合利用。所以,广义的水电厂自动化还包括对水库的调节和管理,以及大坝的自动监视和管理。目前,已采用先进的无线电通信手段和以微型计算机为基础的水库流域水情测报及防洪调度自动化系统,定时收集全流域的气象和水文(包括降雨,上、下游用水情况等)实时数据,经过处理后可以得到未来时段水库的入水流量变化过程及洪水预报。也应用自动测量和数据处理系统观察大坝各项变量(如温度、应变、应力、坝缝开度、渗透压力等)。

**配电网自动化** 配电网是电力系统生产和供应电能中的最后一个环节,其自动化的主要任务是保证经济安全供电和负荷供需平衡的控制和管理,使用户得到一定数量优质、廉价的电力供应,所以配电网自动化的主要功能为:①对配电网和无人值班变电所的监视和自动操作,如通过远方投切电网中联络断路器或分段断路器,以便切除故障或调整潮流;②在系统频率下降时切除负荷,在电压变动时自动投切静电电容器或者调整变压器分接头;③通过对负荷的直接控制来调节负荷曲线和保持电能供需平衡。

最初用时间开关来控制用户的负荷,定时切换用户的不同计价电表,用经济的手段来管理负荷。对于工业用户可采取控制最大需电量、分时计价、按合同规定用电时间等办法进行控制。为了使负荷控制直接到每一用户,可采取工频、音频、载波、无线电等控制手段,由配电网调度所根据上级调度所的指令和系统的实际运行状态,直接发出控制信号,对事先分门别类的负荷进行控制,操作被控用户的断路器。

随着自动化装置和被控设备可靠性的提高,中、小型变电所的控制可由就地操作过渡到远方操作和自动操作。近年来也开始在变电所内建立以微型计算机为核心的综合自动化系统,可以实现继电保护、安全监视、电压和无功综合控制等功能。一些变电所已实现无人值班或远方控制的自动化运行体制。

#### 参考书目

王平洋,现代电力系统自动化与电子计算机的应用与发展,北京:水利电力出版社,1986

王金生,方辉钦,现代火电厂自动化,北京:水利电力出版社,1986

连尔退,现代水电厂自动化,北京:水利电力出版社,1987

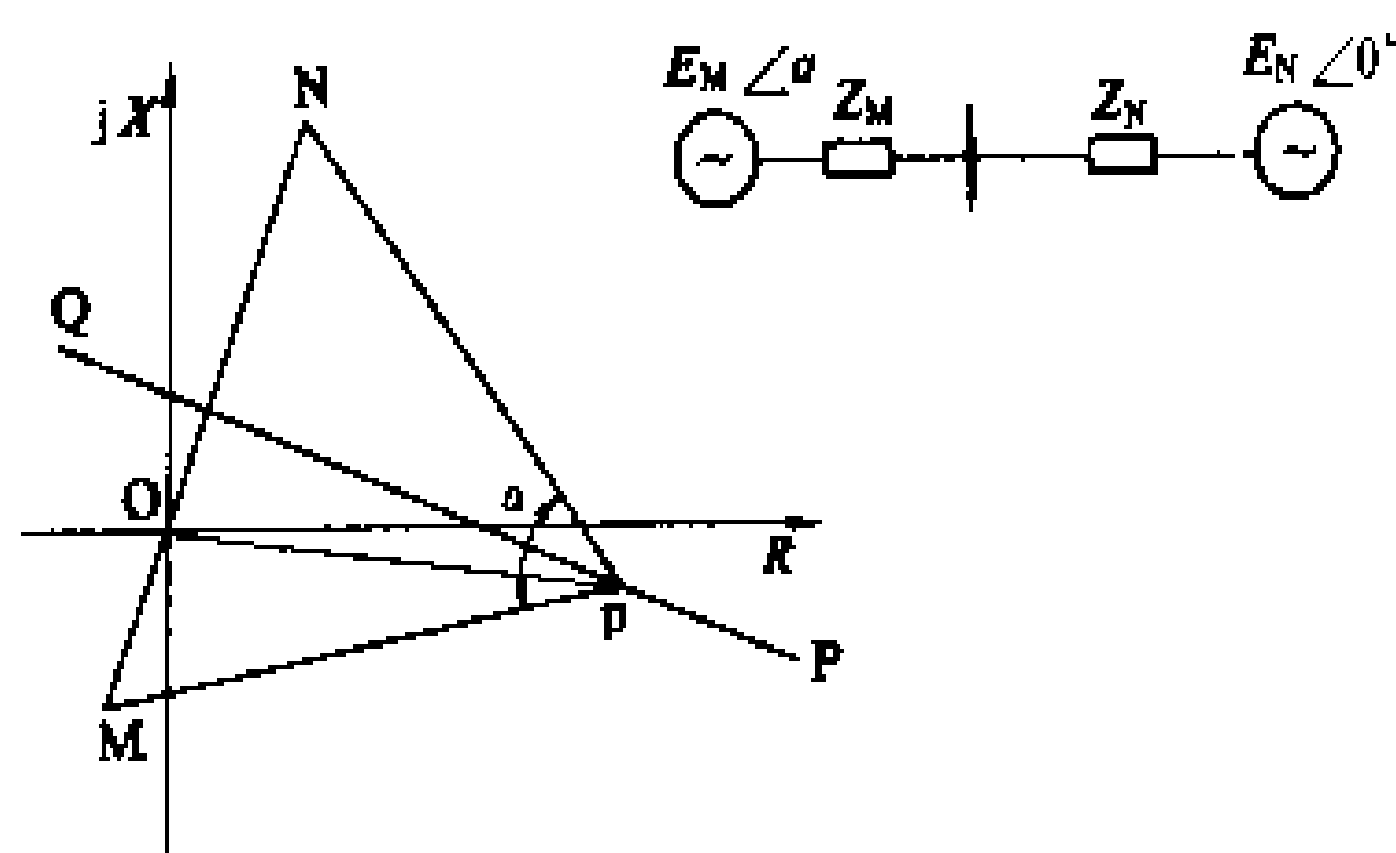
(韩祯祥)

dianli xitong zidong jielie zhuangzhi

**电力系统自动解列装置** (automatic power

system splitting device) 当电力系统发生失步振荡、频率崩溃或电压崩溃,在预先安排的适当地点有计划地自动将电力系统解开,或将电厂与连带的适当负荷自动与主系统断开,以平息振荡或保证重要负荷不间断供电的自动装置。依系统发生的事故性质,按不同的使用条件和安装地点,电力系统自动解列装置可分为:振荡解列装置、频率解列装置及低电压解列装置。

**振荡解列装置** 反应系统振荡时动作的自动解列装置。目前通用的这种装置的动作原理主要是测量装置安装点视在阻抗(或电阻分量)的变化率。在各种系统运行情况下,安装点见到的阻抗变化与两侧电源电动势间的相位差角的典型关系如图所示。图中原点是解列装置的安装点, $\overline{OM}=Z_M$ 与 $\overline{ON}=Z_N$ 分别代表安装点到两侧电源处的系统等价阻抗,当两侧等价电源幅值相等时,取 $\overline{MN}$ 的中垂线为 $\overline{PQ}$ , $\alpha$ 为M侧电源领先N侧电源的相位角, $\overline{Op}$ 即为安装点装置见到的阻抗。当系统振荡时, $\alpha$ 变化,p点轨迹为 $\overline{PQ}$ 。当在 $Z_N$ 上发生短路时,p点跳到 $\overline{ON}$ 线上由O点算起的相应短路阻抗处;振荡时如果M侧电源转速较快,点p的运动方向为由P向Q;如果M侧电源转速较慢,则由Q向P。由此可见,可用安装点见到的阻抗值及其变化率来区别正常运行、振荡及短路。



装置安装点见到的阻抗变化轨迹

为了快速解列,在检测到阻抗值逐渐变化到相应于 $\alpha$ 值略小于 $180^\circ$ 时,即可判为振荡,动作断路器解列。这种做法的缺点是断路器可能正好在两侧电源电动势相位角差 $180^\circ$ 时开断最大振荡电流。如果要躲开反相开断,要待相应的 $\alpha$ 角经过 $180^\circ$ 后才发跳闸脉冲。在有的电力系统中将系统划分为大小不同区域,分级安排有计划的先后解列,在解列装置中增设相应 $\alpha$ 角由 $0^\circ\sim 360^\circ$ 变化次数的判据,可以实现这个要求。

**频率与低电压解列装置** 在系统发生突然的严重有功功率缺额时,以频率降低为判据,将带有适当重要负荷的地区电厂,或系统间联络线的适当地点,实现解列,以保持重要负荷与小系统的安全供电。例如,对大工业企业作保安电力的自备电厂,往往有这种配置,在



水火电厂并联的小系统中,如果因故甩负荷过多,作为主电源的水电厂可能严重超速,为了避免系统频率过高损坏并联运行的火电机组,需要在频率升高时,自动解列部分水电机组以抑制系统频率过高,或者自动解列火电机组使之带部分地区负荷;为了避免当系统突然断开时,因同时出现无功功率严重缺额而产生电压崩溃快于频率崩溃,使频率悬浮于并非极低值的可能,一般都同时辅之以低电压解列。为了增加可靠性,还可以考虑解列装置与解列断路器的双重化。

(王梅义)

dianli xitong zuida fuhe

**电力系统最大负荷** (peak load of electric power system) 在日、周、月、季、年等单位时段内电力系统发电负荷(包括发电厂厂用电和线损)的最大值,亦称最大发电负荷。电力系统最大负荷按有功功率和无功功率分别统计。将每日(月、年)最大负荷连接成曲线为日(月、年)最大负荷曲线,可用以分析负荷变化趋势及编制下一个时段(日、月、年)的电力生产计划和电力系统运行方式。

(王满义)

dianli xitong zuida keneng chuli

**电力系统最大可能出力** (maximum available generating capacity of electric power system) 电力系统在一定时期内所有发电机组最大可调出力的总和,又称最大可调出力。发电机组的最大可调出力有时小于其铭牌(额定)出力,它们之间的差额称为受阻容量。受阻容量主要由以下条件决定:①机组本身存在缺陷;②辅助设备与主机不配套或部分辅助设备发生故障;③炎热季节循环冷却水温较高使汽轮机达不到额定出力;④供热机组当热负荷较小时;⑤水轮发电机组当水头降低时或受放水量限制不能发电时;⑥输变电设备与发电设备不配套或电力系统结构不合理,使发电厂送出容量受限制而不能满发;⑦燃料暂时短缺等。

受阻容量是变化的,随着季节的变化或运行条件的改变,电力系统最大可能出力也随之变化,需要不断进行分析,以便采取措施,提高电力系统的供电能力与经济效益。

(王满义)

dianli xitong zuixiao fuhe

**电力系统最小负荷** (minimum load of electric power system) 在日、周、月、季、年等单位时段内电力系统发电负荷(包括发电厂厂用电和

线路损失)的最小值,亦称最小发电负荷。电力系统最小负荷按有功功率和无功功率分别统计。它通常出现在夜间,只在特殊的节假日出现在中午或下午。最小负荷期间电力系统处于轻载状态,备用发电容量较多,但伴随有特殊问题需要解决,如:①频率调整(系统频率偏高);②电压调整(系统电压偏高);③个别设备重载运行;④局部系统稳定性降低等。

**频率调整** 电力系统最小负荷与最大负荷的差值较大,有的电力系统的日最低负荷可低至同日最高负荷的50%。为适应这种变化,电力系统必须调整发电出力,以保证频率质量。一些机组要停机,一些机组要低出力运行,抽水蓄能机组在抽水工况下运行。

**电压调整** 电力系统无功最小负荷也出现在夜间,此时存在于系统中的大量线路充电功率造成电力系统无功功率过剩,从而引起电压偏高。解决途径有:①减少无功出力,如降低发电机(调相机)无功出力以至进相(吸收无功)运行;②停掉一些补偿用的并联电容器;③投入并联电抗器等。

**个别设备重载运行** 从最大负荷到最小负荷会引起一些输电设备的传输功率日夜之间有较大变化。在最小负荷期间虽然大部分设备处于轻载状态,但有个别设备负载变大甚至过负荷,在运行方式上应预先安排措施消除之。

**局部系统稳定性降低** 距系统中心较远的大容量抽水蓄能机组在最小负荷期间转为同步电动机抽水运行,稳定性低。需要采用安全自动装置等措施。

(王满义)

dianlixian fuhé dianlan zaibo tongxin

**电力线复合电缆载波通信** (composite cable carrier over power line communication)

利用与电力线复合的通信电缆作为信息传输媒介的载波通信方式。

在西欧,由于无线多路通信的应用受到邮电法规的限制,而大城市的市区和郊区电力部门的专用有线通信又缺乏进线走廊,因此,在70年代,联邦德国首先开发了利用电力线导线或架空地线作为护套而把通信电缆(包括对称电缆和同轴电缆)镶嵌于其中心,制成了电力专用复合电缆,并在两端引入线加装特殊的安全保护装置(如结合滤波器),成功地开通了多路电缆载波通信,有效地解决了市区和郊区电力部门的通信问题。由于这一技术的突破,也使多年来梦想利用电力线开通多路有线通信的方法得以实现,因此曾在西欧各国得到一定范围的推广。但至70年代末,光纤通信达到实用化,光缆可以制成完全不包含金属导体的芯线,而且不受强电的干扰和电磁危险影响,安全措施

要求低,并可开通多路数字通信。至80年代随着复合光缆的开发成功,因而使复合电缆的应用逐步被取代。在中国,仅仅建了一条这种方式的试验线路。

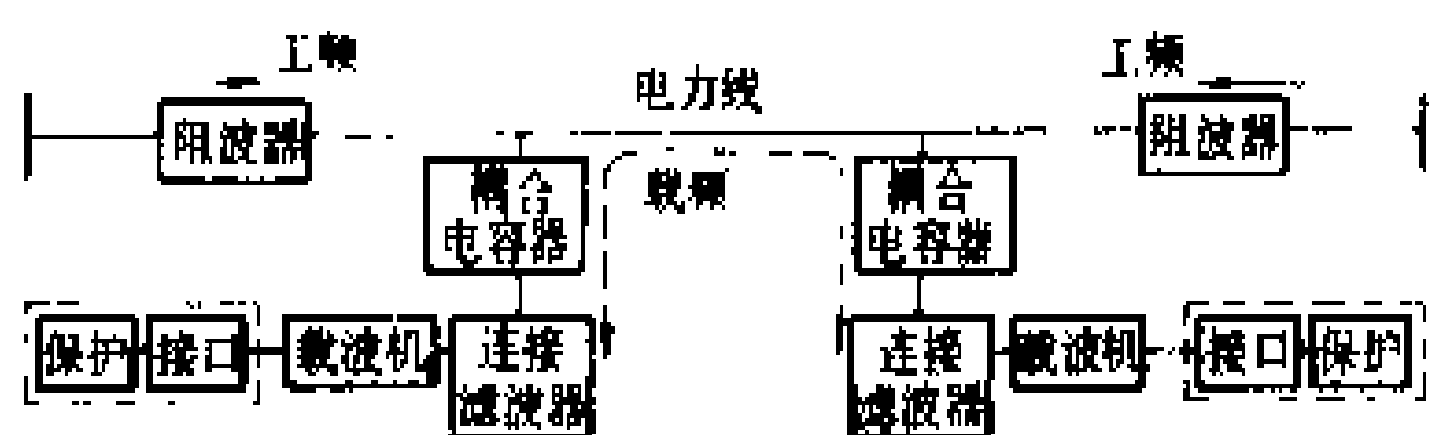
(周国斌)

dianlixian zaibo baohu

**电力线载波保护** (power line carrier pilot protection system) 利用高压输电线路为载波通道传输本线路各端的保护信息,并以其相互比较为动作判据的一种线路纵联保护。它是迄今为止得到广泛采用并在可预见的将来仍将使用的一种线路纵联保护。

### 组成和特点

**组成** 安装在本线路两端的阻波器,阻止载频流入两端高压母线,耦合电容器隔离工频高压并形成载频通路(见所示框图)。本线路两端载波通信设备的载



电力线载波保护的原理框图

频信号,通过连接滤波器、耦合电容器经由电力线传输到对端。连接滤波器目前多为变压器型,作为载频频段的带通滤波与阻抗(高压架空线 $300\sim 400\ \Omega$ ,电缆为 $75\ \Omega$ 或 $100\ \Omega$ )匹配器。电力线载波的工作频段一般为 $40\sim 500\ \text{kHz}$ 。

**特点** 除保护专用通道(一般带宽 $4\ \text{kHz}$ )外,也可由保护与通信复用电力线载波机。在后一种情况下,规定每路( $4\ \text{kHz}$ )中低于 $2.0\sim 2.4\ \text{kHz}$ 为语音,以上为保护与远动占用,此时电力线载波保护需增设音频接口与电力线载波机连接。由于只能利用有限的带宽,电力线载波保护只适用于传输“有-无”信息的方向比较式纵联保护或电流相位比较式纵联保护,以及窄带移频式的远方跳闸装置。

**主要类型** 电力线载波通道有相耦合与相地耦合两种主要方式。尚可按使用通道类别与传输保护信息功能不同而分类。

**按使用通道类别分类** 共有:①电力线载波。②电力线复合电缆载波。③分裂导线载波。④绝缘地线载波。以绝缘地线为载波通道的优点是加工设备工作电压低,通道分布干扰小,但是必需保证高压线路故障时不因绝缘地线出现间隙放电而影响载波继电保护的工作。

**按传输信息功能分类** 有:①允许(跳闸)式。②闭锁(跳闸)式。允许式在本线路上发生内部故障时,

可能由于载波通道损耗严重增加,使接收端保护因收不到对侧信息而拒绝动作,而如果降低收信电平以提高收信灵敏度,又容易因误收干扰信息而误动作;闭锁式虽可能受内部故障初始形成阶段在故障点出现强干扰脉冲的影响,但据实测,该干扰脉冲持续时间一般不大于 $4\sim 5\ \text{ms}$ ,与保护整组的起动时间相当,不致明显延缓保护的动作时间,因此利用电力线载波通道的线路纵联保护一般以采用闭锁式为宜。

在电力网发生故障时,电力线载波继电保护能否正确工作,有赖于本线路各端经通道传输的保护信息的可靠性,对于闭锁式纵联保护,避免本线路外部故障时的误动尤为必要,因而在运行中需要时时监测通道是否处于正常状态。通道监测有正常发信连续监测与定时监测两种方式,后者用于故障短时发信的载波保护专用收发信机。监测的对象为通道、加工设备与载波机。由于通道监测是在电力网正常运行时进行,不能确定监测对象在电力网故障时的工作状态(例如往往不能判定阻波器失效),因此不能认为是完善的监测手段。

在中国,对配有故障短时发信的专用机的闭锁式电力线载波纵联保护常采用远方起动方式,即当本端接收对端的闭锁信号后立即起动本端发信向线路其他各端保护发出闭锁信息,有效地提高了保护的動作安全性。

(张延龄)

dianlixian zaibo baohu fuyong zaiboji

**电力线载波保护复用载波机** (multi purpose PLC equipment for teleprotection system) 见电力线载波机。

dianlixian zaibo baohu zhuanrong shoufaxinji

**电力线载波保护专用收发信机** (dedicated transmitter receiver for power line carrier protection) 连接纵联保护装置与电力线载波通道,专用于发送与接收线路纵联保护指令信号的通信设备。

**主要类型** 可按占用频道、发信方式与工作原理分类。

**按占用频道分类** 有单频制与双频制两种。

(1) 单频制。专用机的发信与收信占用同一频道,发信与收信频率相同或有差别。

(2) 双频制。发信与收信各占用不同的频道。

**按发信方式分类** 有正常连续发信与故障短时发信两种。

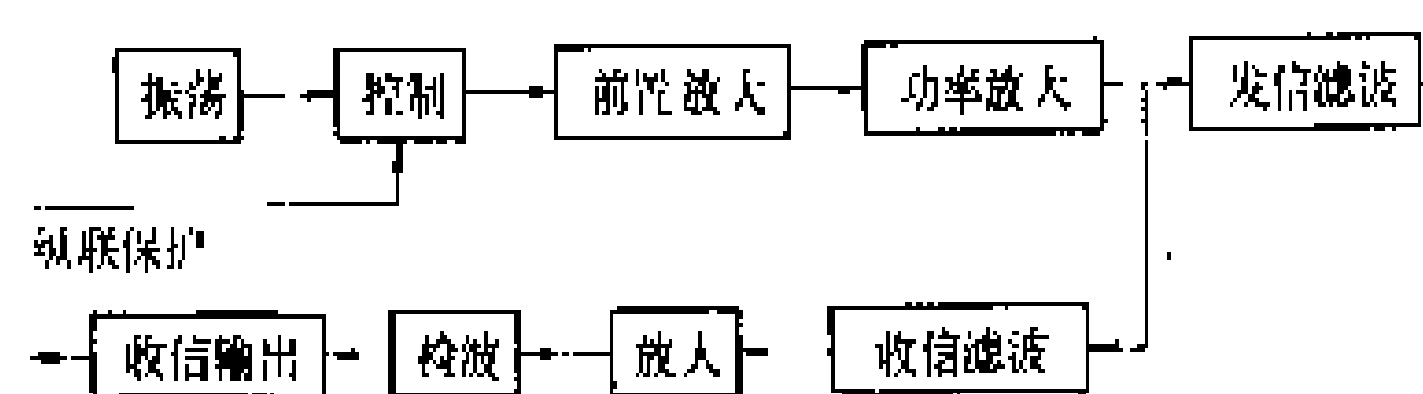
(1) 正常连续发信方式。可以用低电平连续监测

电力线载波通道与加工设备的工作状态,安全可靠性和较高。

(2) 故障短时发信方式。正常运行时不发信,装置结构可以简化。采用定时发信检测通道与加工设备的措施以提高工作的安全性。

按工作原理分类 依收信机的工作原理可分为直收式与外差接受式两种。

(1) 直收式。如图所示,发信机由振荡、控制、前置放大与功率放大各级以及发信滤波电路组成。振荡



直收式专用机原理框图

级普遍采用晶振方式以稳定发信的工作频率,经前放与功放级后,以规定的发信电平通过发信滤波电路输出到外线端。发信滤波的任务是抑制可能来自电力线的过电压以保护功放级的安全,还可以在在一定程度上限制发信输出的谐波电平。纵联保护的故障指令信号,经由控制级门电路控制前放级与功放级,实现发信机的发信与停信。收信机由收信滤波、放大、检波与收信输出电路组成。收信滤波电路保证规定的通带宽度与提供本机的阻带防卫度。收信电压放大级为高阻抗输入,收信机接收灵敏收信电平经放大后使收信输出级的触发器翻转。考虑通道对调的方便,可以附加简易的通话装置。

(2) 外差接收式。在直收式专用机的收信部分加入本地晶振、混频与中频滤波电路即构成外差式收信机。中频一般为4~12 kHz。中频滤波电路能提供比直收式更高的阻带防卫度,使本机可以满足邻相通道紧邻使用的技术要求;加入本地晶振并改变其频率可以很方便地实现专用机的单频制与双频制的工作方式。外差接收式结构虽比直收式复杂,但技术指标优于直收式,便于制造厂生产,为充分而有效地利用电力线载波通道提供条件。

**主要技术性能** 电力线载波保护对专用机的技术要求重点是,本机发信与收信的快速性、发送与接收保护指令信号不失真与收信机的抗扰性等三方面。一般专用机的发信电平为40~43 dB。直收式收信机的工作带宽为500~2000 Hz,窄带用于方向比较式纵联保护以提高抗扰性,宽带用于电流相位比较式纵联保护以避免方波调制信号过度失真。灵敏收信电平根据不同电压等级线路分布干扰电平的实测统计数据选定。

用于闭锁式纵联保护采用故障短时发信工作方式的专用机,有的附加远方起动以提高外部故障时工作

的安全性。远方起动方式是由收信触发输出经控制级门电路起动发信机发信。为避免因脉冲干扰而频繁动作,远方起动需略带3~5 ms延时。可以利用远方起动功能由一端起动,两端同时自动定时进行通道监测。

由于电力网的扩展以及通信、远动与继电保护增加的需要,电力线载波通道拥挤,从合理使用频道考虑,保护专用机应符合电力线载波机的使用条件,主要是直接并机的分流衰减与串扰电平、同相通道的间隔与邻相通道紧邻等要求。

(张延龄)

dianlixian zaiboji

## 电力线载波机 (power line carrier terminal)

将音频信号与载波信号互相转换,通过电力线传送信息的载波通信设备。

**特点** ①电力线上噪声电平很高,为保证接收端信噪比符合要求,载波机发送功率较大(约为1~100 W)。②为集中利用发送功率,一台载波机的路数较少,一般为单路机。③电力线上载波信号的传输衰减受电力系统运行方式及自然状况的影响,接收机应具有较好的自动电平调节系统,在接收信号电平变化较大的情况下,仍使音频输出电平变动很小。④主要用来传送电力调度及安全运行所需的电话、远动、远方保护信号。可以复合传送这些信号的,称为复用机;专门传送其中一种信号的,称为专用机。

**调制方式** 电力线载波机采用的调制方式主要有双边带幅度调制、单边带幅度调制和频率调制三种。

**双边带幅度调制** 双边带幅度调制(AM)也称为双边带调幅。在这种调制方式中,频率稳定的载频被音频信号所调制,使其幅度与调制信号的幅度成正比变化。调制后的信号包含原来的载频和上下两个边带。两个边带的频率等于载频与调制音频的和(上边带)或差(下边带)。双边带调幅占用的频带宽度为调制信号频带宽度的两倍。这种方法所用电路简单,早期应用普遍。它有以下缺点:①接收频带宽,对噪声及干扰敏感。②电力线载波通道日益增多,频率十分拥挤。这种方式却占用频带宽,因而不能充分利用电力线载波频谱。③必需发送对传输信息无用的载频,传输功率利用不充分,对其他电路形成干扰。中国目前在35 kV及以下的电力网中还有应用这种调制方式的载波机,工厂也有小量生产。

**单边带幅度调制** 单边带幅度调制(SSB)也称单边带调幅。这种方式应用最普遍,一般采用两次调制及滤波的方法,将上述双边带调幅产生的两个边带除去一个,载频也被充分的抑制。它有以下优点:①接收频带减为一半,噪声及干扰影响减小。②提高了电力线载



波频谱的利用率。③发送功率集中在一个边带中,利用率高。有的载波机还将载频全部抑制,更充分地利用发送功率。

**频率调制** 在频率调制(FM)方式中,载频的幅度不变,其频率随调制信号的幅度成正比的变化,频率变化的速率是调制信号的频率。频率调制的信号包括很多高次频率,对称分布在载频的上下,占用频带较宽。这种方式电路简单,发送功率的利用比双边带调幅的好,而且能改善一定的信噪比,早期曾有应用。但由于它占用频带宽,频率拥挤已是当前电力线载波系统发展中的主要矛盾,而且单边带电力线载波机制造技术已有极大进步,故该方式目前已不再采用。

**工作原理** 为说明双边带及单边带电力线载波机原理,给出中国国产典型双边带电力线载波机简化方框图,见图1。

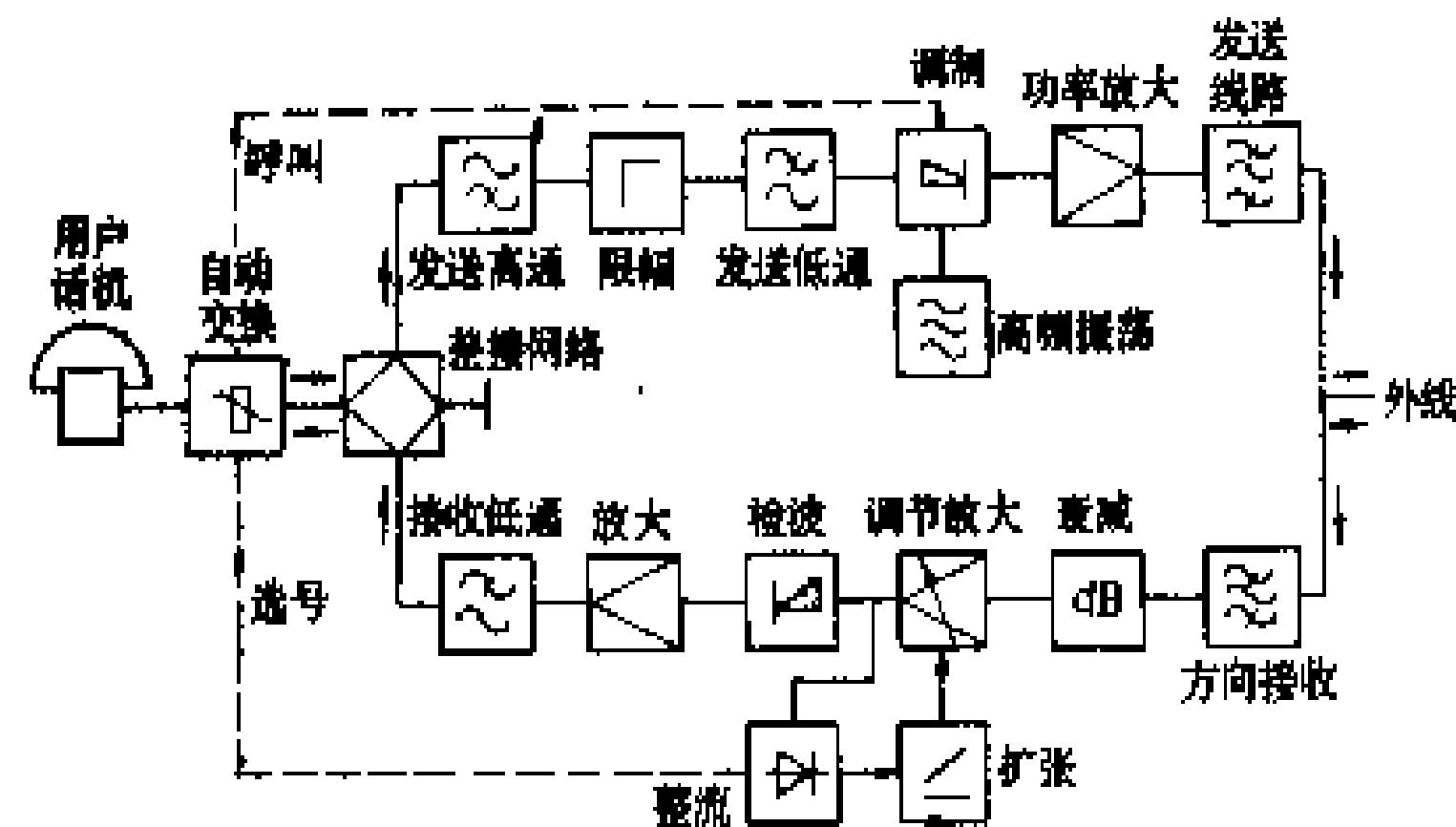


图1 双边带电力线载波机简化方框图

**双边带电力线载波机** 在发送端,用户话机的语音信号经自动交换系统、差接网络进入发送支路,发送高通滤波器滤除300 Hz以下的干扰信号,限幅器将信号幅度限制在一定电平值以下,发送低通滤波器滤去语音中的高频成分,使信号频率限制在一定带宽内,在调制器内对载频调制,功率放大器将信号提高到规定的发送电平,发送线路滤波器滤除发送频带以外的信号,经外线输出。在接收端,由外线来的信号经方向接收滤波器选出接收频带以内的信号,衰减器将信号电平粗调,调节放大器将微弱的高频信号放大,经检波(反调制)形成音频信号并经放大、低通滤波器滤除高

频干扰,经差接网络、自动交换系统将信号送入用户话机。在调节放大输出端还对接收信号载频进行整流、扩张,输一直流电压,控制调节放大器增益,使其输出电平在规定值上下,变动很小。载频还用作呼叫信号,通过自动交换系统进行载频的通、断和幅度键控,实现呼叫对方和自动接续功能。

**单边带电力线载波机** 工作原理与双边带载波机的相似,简化方框图见图2。因只取一个边带,需进行两次调制和反调制,电路复杂得多。在发送端,用户话机的语音信号经自动交换系统、差接网络进入发送支路的压缩器,语音电平的动态范围被压缩一倍,由限幅器将其幅度限制在一定电平值以下,2 kHz发送低通滤波器滤去语音中的高频成份,以免干扰后面的远动和呼叫信号。300~2000 Hz的语音信号、2400~3400 Hz的远动信号和 $2200 \pm 30$  Hz的呼叫信号三者汇集一起,放大后进入中频调制器,对12 kHz中频载频调制,由中频带通滤波器滤取12.3~15.7 kHz上边带信号,抑制下边带,再进入高频调制器,与作自动电平调节用的12 kHz导频信号一起,对高频载频调制,由高频带通滤波器滤取需要的边带信号,抑制另一边带,功率放大器提高信号电平,发送线路滤波器滤除发送频带以外的信号,由外线输出。高频载频频率及高频带通、发送线路滤波器的频带根据用户对载波频率的安排确定。

在接收端,从外线来的高频信号由方向接收滤波器选出,该滤波器还可减少对本机发送支路的分流作用,输入衰减器将电平粗调,高频带通滤波器滤除接收频带以外的信号,防止对接收支路的干扰。信号经高频反调制后,辅助带通滤波器抑制高频载漏及无用的上边带,选出12 kHz导频及12.3~15.7 kHz下边带信号,由调节放大器放大,分为两路:一路由导频窄带滤

波器选出,该滤波器还可减少对本机发送支路的分流作用,输入衰减器将电平粗调,高频带通滤波器滤除接收

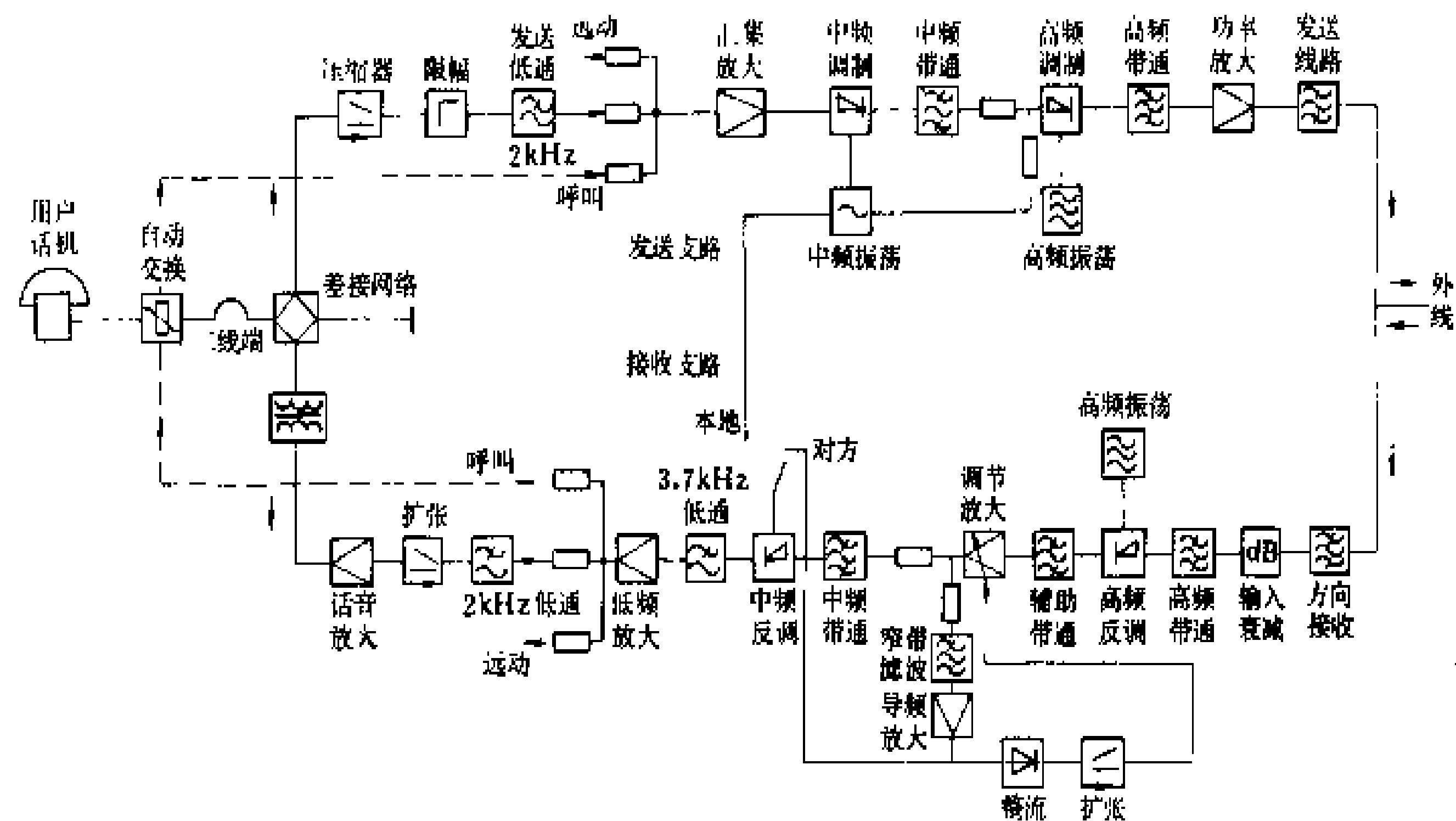


图2 单边带电力线载波机简化方框图

频带以外的信号,防止对接收支路的干扰。信号经高频反调制后,辅助带通滤波器抑制高频载漏及无用的上边带,选出12 kHz导频及12.3~15.7 kHz下边带信号,由调节放大器放大,分为两路:一路由导频窄带滤



波器选出对方发来的导频,经导频放大、整流、扩张后,调整放大器的增益,使其输出电平在接收信号电平变化较大情况下仍波动很小;另一路由中频带通滤波器滤波,该滤波器选择性很高,可以有效地抑制接收频带附近的干扰信号。信号滤波后进入中频反调制器,由本机 12 kHz 载频或放大后的对方 12 kHz 导频进行反调制。如采用对方导频反调,可以使接收与发送两端间音频频率完全一致,没有偏差。信号经中频反调制后,由低通滤波器选出 0.3~3.7 kHz 音频信号,放大后,分送远动接收、呼叫接收和 2 kHz 低通滤波器。2 kHz 以下的话音信号经扩张,被压缩的话音动态范围恢复原来情况,再经话音放大器、差接网络及自动交换系统传到用户话机。

**设备类型** 为满足电力系统载波通信方式的不同需要,电力线载波机可以制成定频式载波机、中央通信方式载波机、变频式载波机、移动式载波机、电力线载波保护复用载波机、音频架与高频架分离型载波机。

**定频式载波机** 如图 3 所示,电力线载波机的发送和接收频率固定不变。图 3 中 A 站载波机 A 发送频

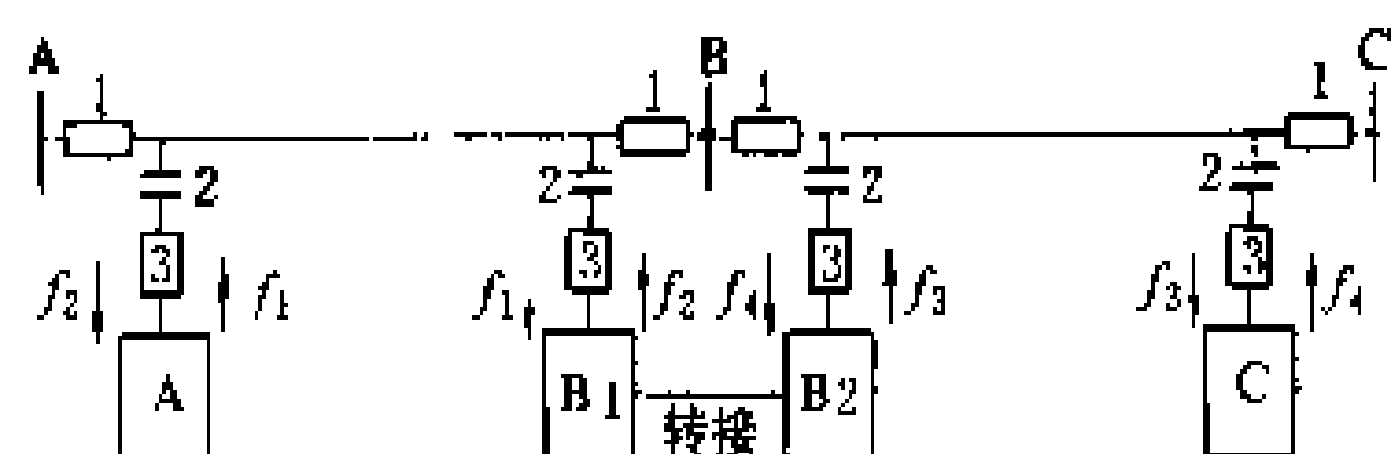


图 3 定频通信方式

1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器

率为  $f_1$ , 接收频率为  $f_2$ ; B 站载波机 B1 发送频率为  $f_2$ , 接收频率为  $f_1$ 。A 机与 B1 机构成一对一的定频通信方式。同样, B 站载波机 B2 与 C 站载波机 C 也以频率  $f_3, f_4$  构成一对一定频通信方式。当 A 站需要与 C 站通话时, 由 B 站两台载波机转接。这种方式应用最普遍, 由于载波频率固定, 又是定点通信, 传输稳定, 电路工作比较可靠。

**中央通信方式载波机** 为实现图 3 中 A 站与 B、C 两站通话需要, 也可采用中央通信方式(见图 4)。图

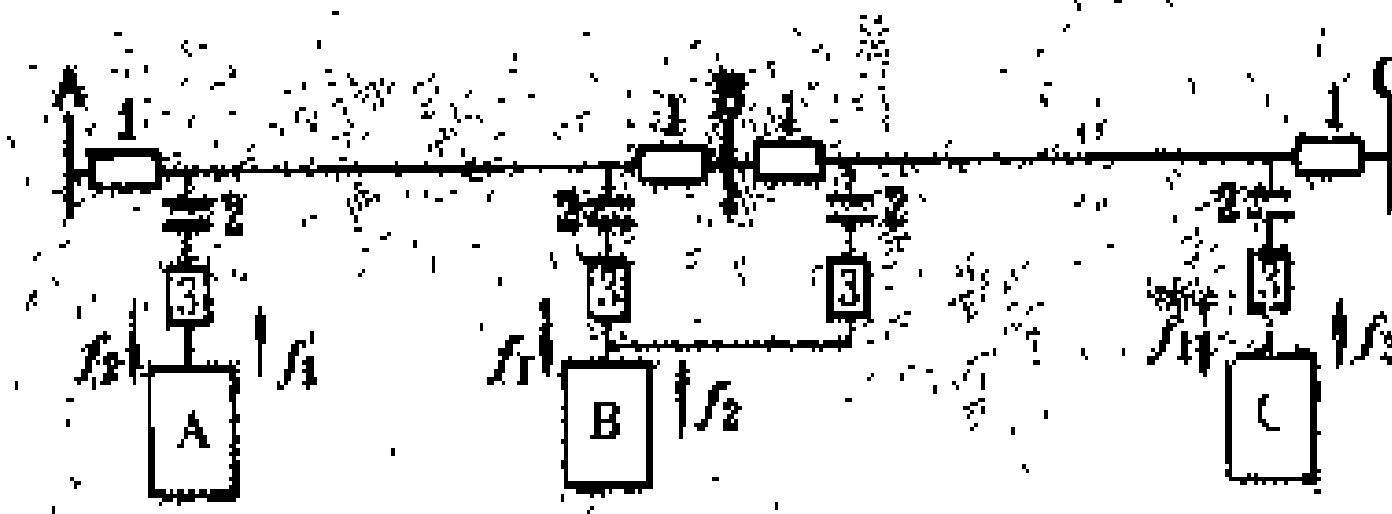


图 4 中央通信方式

1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器

中 A 机在中央站发送频率为  $f_1$ , 接收为  $f_2$ ; 而 B、C 两机为外围站发送都是  $f_2$ , 接收都是  $f_1$ 。B、C 两机平时不发信号, 只在本站拿起话机呼叫或 A 站先拿话机呼叫到本机时, 才发信号与 A 机连接通话, 另一台机

则不能同时连接, 即使呼叫也不发信号。采用这种方式, 在 A、B、C 三站或更多站间通信可只使用一对频率, 节约了载波频谱也节约了设备数量。但这种方式只限 A 站与 B、C 两站或更多外围站分别通话, 各外围站之间不能通话。因此, 这种方式只宜在通话量少的简单通信网中使用, 如集中控制站对无人值守变电所的通信。

**变频式载波机** 为克服中央通信方式的不足, 使各站间都能通话, 仍只使用一对频率, 可以采用变频通信方式(图 5)。平时 A、B、C 三机都不发信号, 发送频率都为  $f_2$ , 接收为  $f_1$ 。任一站拿话机要通话时, 该机就发信号并将发送频率改为  $f_1$ , 接收改为  $f_2$ , 其他站频率仍不改变, 在被叫站被选择呼通后, 拿话机与主叫站通话。这种方式发送接收频率需改变, 各站间传输衰减变化较大, 也只宜用于较简单的通信网中。

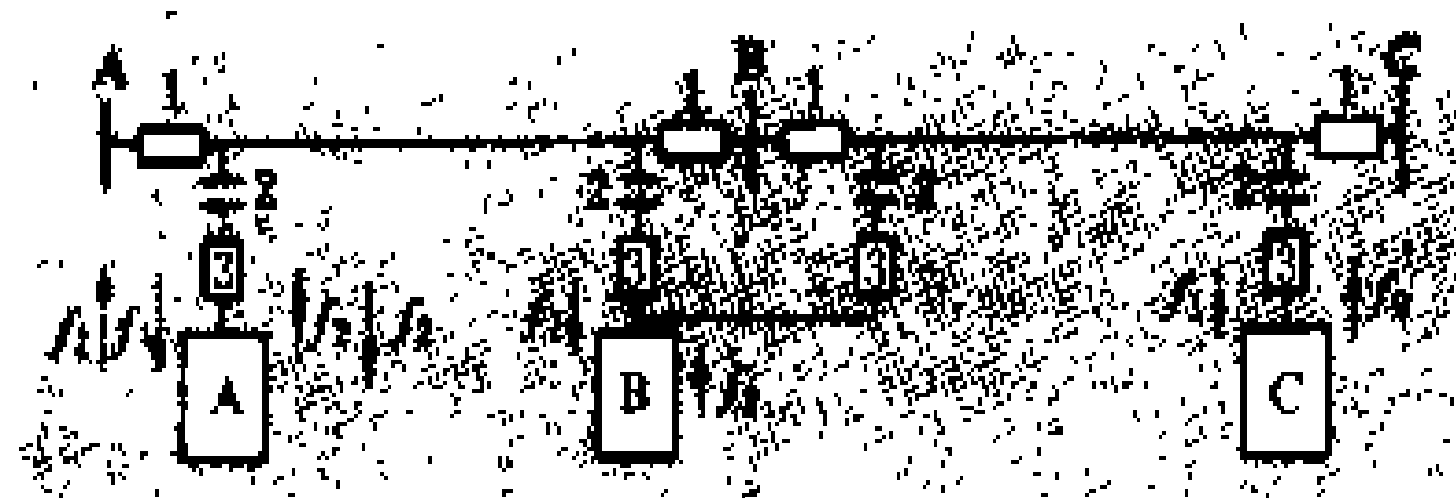


图 5 变频通信方式

1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器

**移动式载波机** 当巡线或检修人员在输电线路工作上需要与变电所、调度所通话时, 可以采用这种方式(见图 6)。变电所内按一般电力线载波通信方式安装固定式主机, 移动

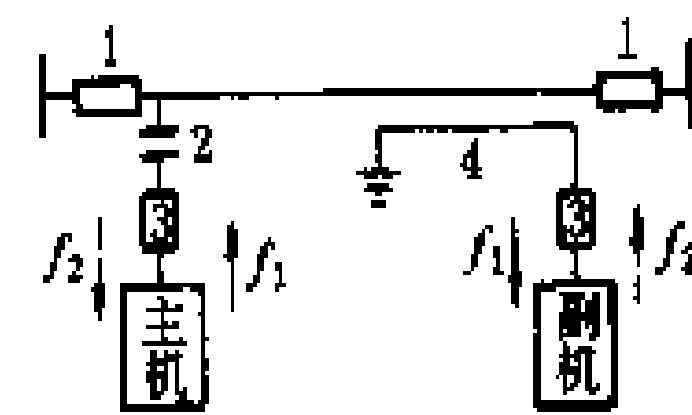


图 6 移动通信方式

工作人员使用便携式副机。副机一般采用单工制, 1—阻波器; 2—耦合电容器; 3—结合滤波器; 4—天线。电池供电, 电路简单, 携带方便。在现场采用天线耦合。

**电力线载波保护复用载波机** 在电力线发生故障时, 一端的继电保护装置常需向另一端发出信号, 使对方断路器跳闸或闭锁, 以构成纵联保护。这种信号可以通过平时传送电话及远动信号的电力线载波机传送。一般以载波机经常发送的导频作纵联保护的监护信号, 监测载波电路是否正常。线路发生故障时, 继电保护装置动作, 首先停发监护信号, 断开电话及远动信号的发送电路, 再集中载波功率发出命令信号。对方收到命令信号后, 继电保护装置随之进行相应动作。

**音频架与高频架分离型载波机** 一般的电力线载波机是一台完整的设备, 安装在发电厂或变电所的载波室内, 以音频用户线连接调度所内的用户话机和远动设备。如调度所距离较远, 例如 15 km 以上, 需要

的音频线多，线路长，不仅增加投资，也因衰减大，影响通信质量。为此，另有一种方式，将载波机发送接收支路的音频部分制成音频架，装在调度所内；将中频高频调制器、反调制器、放大器、滤波器等制成高频架，装在发电厂或变电所内；两者之间只需以发送、接收两对音频线连接。这种音频架与高频架可分开安装的设备即分离型载波机，既可节约音频线路投资，又可提高通信质量。

**技术要求** 国际电工委员会标准 IEC495 (1974) 规定了单边带电力线载波机技术要求。参照该国际标准制定了中国国家标准 GB7255—87《单边带电力线载波机技术条件》。其中：①环境温度。载波机在 0~45℃ 范围内工作，满足规定技术要求。②直流电源。一般为 48 V，正极接地。③交流电源。220 V。④载波频率范围。40~500 kHz。⑤基本载波频带。4 kHz，也可以是 2.5 kHz。⑥发送失真输出。在发送频带边缘 2 倍基本载波频带以外，失真输出电平比标称发送电平低 80 dB。⑦频率准确度。载频实际值与标称值偏差不超过 ±20 Hz；一对载波机发送、接收两端音频频率偏差不超过 2 Hz。⑧电话信号频带。300~3400 Hz，300~2400 Hz，300~2000 Hz；衰减频率特性符合 CCITT 建议 G. 232 中的要求。⑨电话信号电平。四线端：发 -14 dBr，收 +4 dBr；二线端：发 0 dBr，收 -7 dBr。⑩自动电平调节特性。接收信号电平在自动调节范围内变化 30 dB 时，音频输出电平变动不大于 1dB。⑪限幅作用。音频输入电平增加到 +15 dBm0 时，载波输出电平不超过 +3dBm0。⑫固有噪声。一对载波机不互送信号，电话输出端加权噪声计电平不超过 -60dBm0p。⑬近端及远端串音。一对载波机中，非电话信号引起的近端、远端串音不使电话通路的加权噪声功率增加到 -60 dBm0p 以上。

参考书目

秦国屏主编. 电力载波通信. 北京：水利电力出版社，1988  
张典汉. 电力系统载波通信. 北京：水利电力出版社，1988

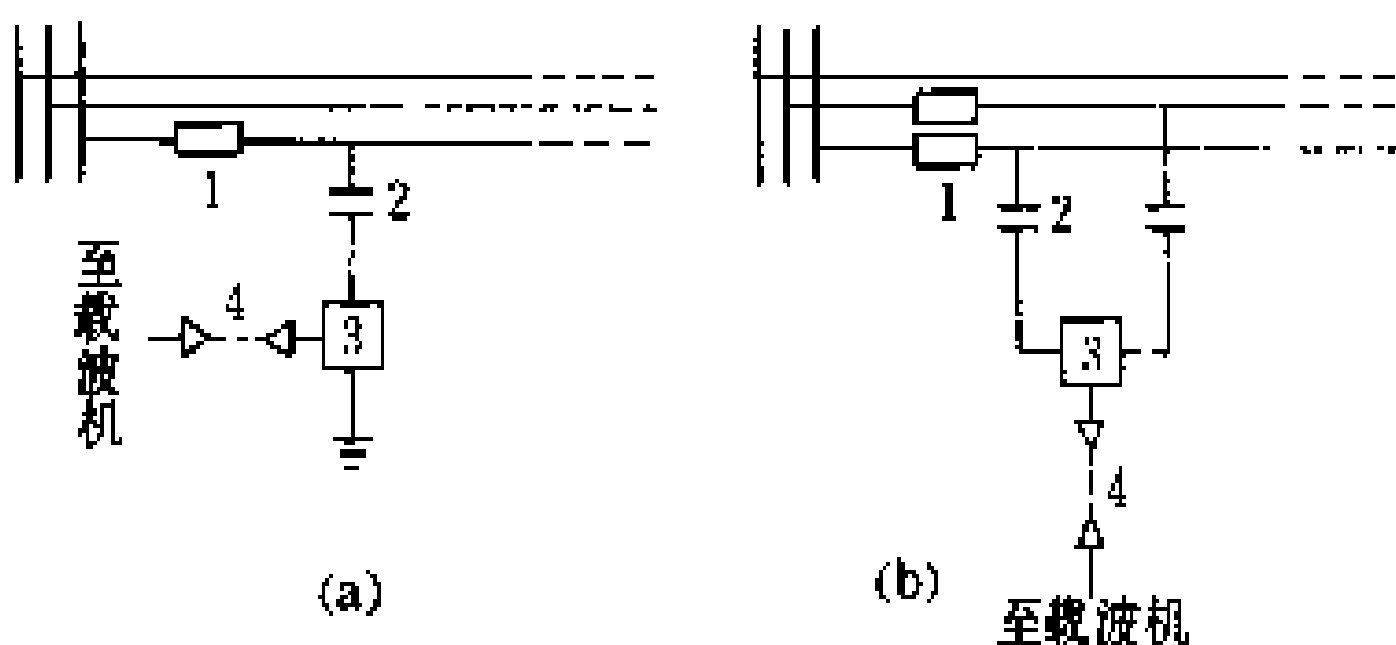
(陈道元)

dianlixian zaibo ouhe fangshi

**电力线载波耦合方式** (coupling modes of PLC) 电力线载波信号通过耦合装置与电力线连接的方式。载波机与电力线之间最早采用天线耦合，后来改用电容器耦合，由于其耦合效率高，多年来沿用至今。如按耦合装置的接线方式分类主要有相地耦合方式和相相耦合方式（见图）。

**相地耦合方式** 将载波机接在一根电力线与地之

间，每个耦合点只需装一台耦合电容器和一个线路阻波器。与相相耦合方式比较，虽然设备上较经济，且在一条线上可以组织较多的通道，但传输衰减较大，当耦合相发生短路接地故障时，通道可靠性较差。



电力线载波耦合方式

(a) 相地耦合；(b) 相相耦合

1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器；4—高频电缆

**相相耦合方式** 在耦合点上需装两台耦合电容器和两个线路阻波器。与相地耦合方式比较，虽然设备增加一倍，但传输衰减较小，线路故障时可靠性较高，收、发信号干扰较小。为解决长距离、高电压电力线载波通道传输衰减大的矛盾，国内外均采用相相耦合方式以保证重要通道传输的可靠性。对于同杆架设的双回电力线路，也可利用每一回路的一根导线组成相相耦合，这样即使一回线不送电并接地，通道也不致中断。

(朴德广)

dianlixian zaibo ouhe zhuangzhi

**电力线载波耦合装置** (coupling equipment of power line carrier) 将载波信号耦合到电

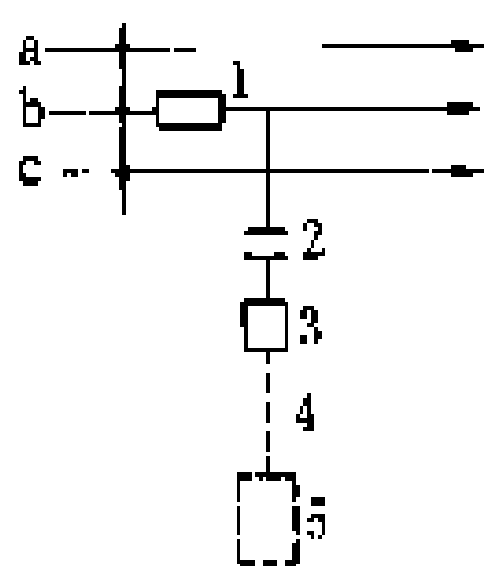


图1 耦合装置连接图  
1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器；4—高频电缆；5—电力线载波机

力线上所需设施的总称。电力线载波耦合装置包括阻波器、耦合电容器和结合滤波器，其功能是：①把电力线载波机的载波信号耦合到高压电力线上去；②使电力线的高电压不致危害电力线载波机，保证通信设备及人身安全。电力线载波耦合装置的连接见图1。

**阻波器** 如图2所示，阻波器串接在变电所母线和耦合电容器之间，其作用是阻止载波电流流向母线，减小载波电流的分流衰减，阻波器对载波频率呈现较大的阻抗，而对于工频则阻抗很小。阻波器强流线圈的电感量为 0.2~2 mH，额定工频电流为 100~4000 A，分为不同等级。强流线圈还必须能承受短时间的电力线短路电流，数值为 2.5~80 kA。

阻波器的调谐元件与强流线圈配合构成谐振回

路，提高对载波频率的阻抗，调谐电路分单频调谐方式、双频调谐方式和带通滤波调谐方式几种，阻波器调谐电路图见图 3。

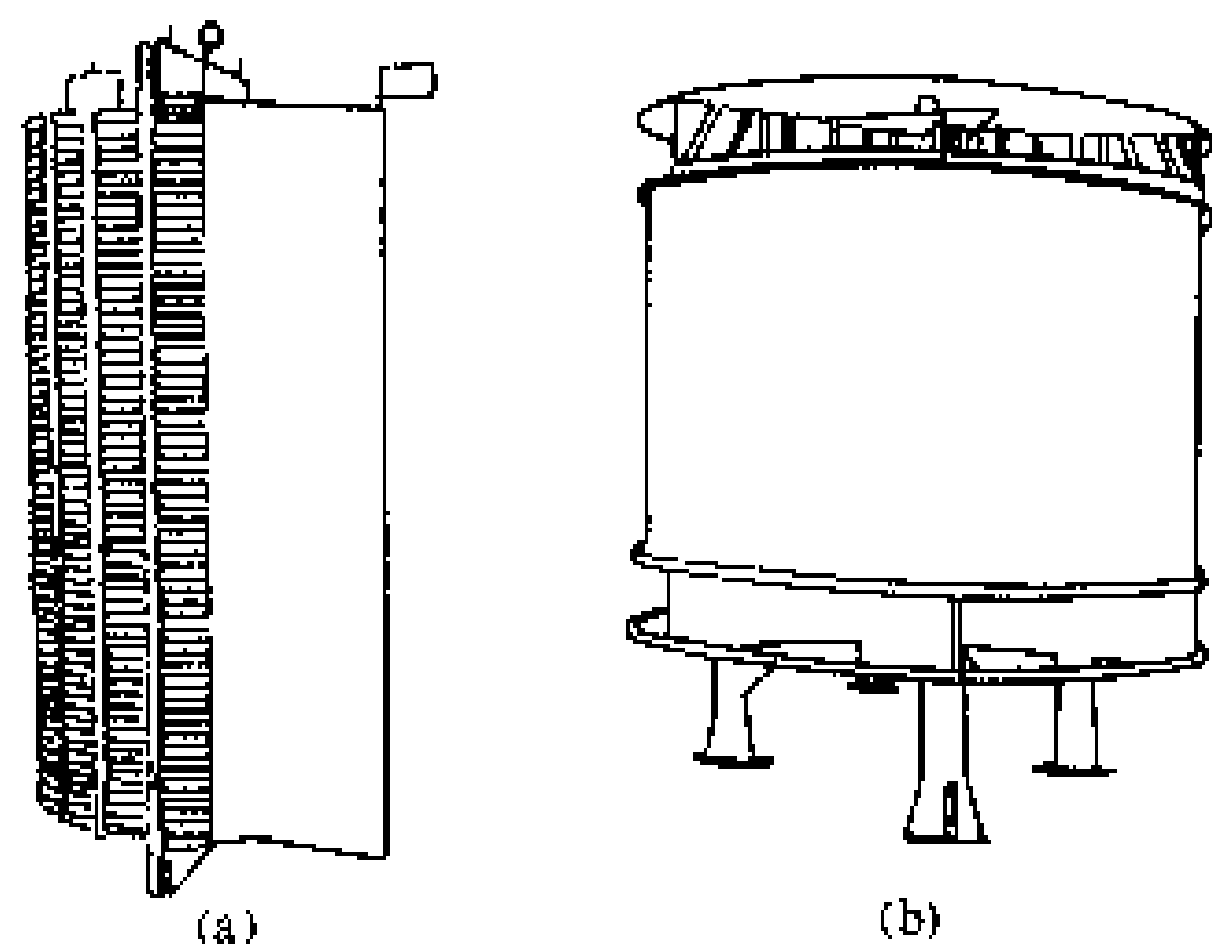


图 2 阻波器外形图  
(a) 开启式；(b) 封闭式

在阻波器的阻塞频带内，呈现较高的阻抗，包括电阻和电抗成分，因变电所母线对地阻抗为复数值，容易和阻波器的电抗值相互抵消，故用阻波器的阻抗中的电阻分量来阻塞载波电流，对 110、220 kV 线路，该等效电阻分量值应不低于 570 Ω。

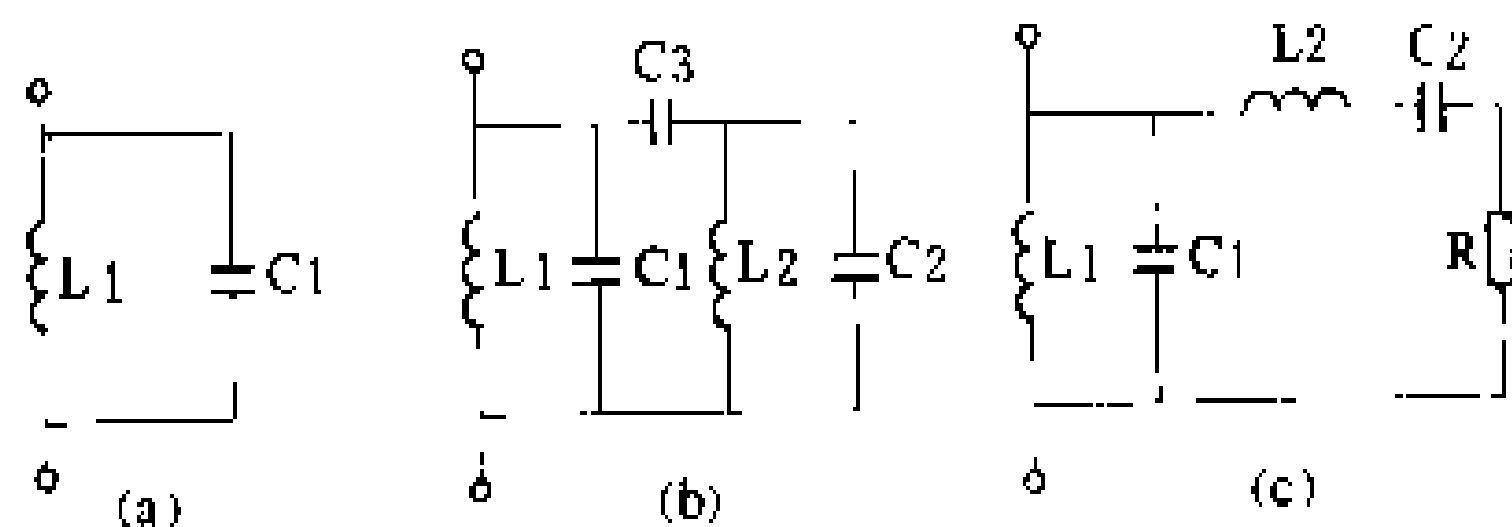


图 3 阻波调谐电路图  
(a) 单频式；(b) 双频式；(c) 带通滤波式  
L1—强流线圈；C1、C2、L2、C3—调谐元件

**耦合电容器** 如图 4 所示，是一个高压电容器，容量为数千微微法，连接在电力线上，承受电力线的高电压，阻止工频高压进入结合滤波器和电力线载波机，保证设备和人身安全。而对载频电流的阻抗很低，使其耦合衰减很小。

**耦合电容器外部有绝缘瓷套管，能耐受电力线高压，内部为电容器元件，通常为金属箔和纸绝缘电容，浸在绝缘油中，瓷套管密封，防止油泄漏或侵入空气。中国产的耦合电容器有 35、110、220、330、500 kV 电压等级，容量有 3300、3500、6600、5000、10000 pF 数种。**

**耦合电容器还可以作成电容式电压互感器形式，它除作为耦合电容使用外，还可以作为电压互感器用。**

**结合滤波器** 由于耦合电容器电容量在电力线载波频段内仍有相当的阻抗，使载波通道衰减增加，因此需要用线路调谐元件与耦合电容器配合，补偿耦合电容器的容抗，使载波电流的耦合衰减降至最小。结合滤

波器的另一功能是把经耦合电容器泄漏的工频电流通过低阻抗线圈排入地中，保护设备和人身安全。

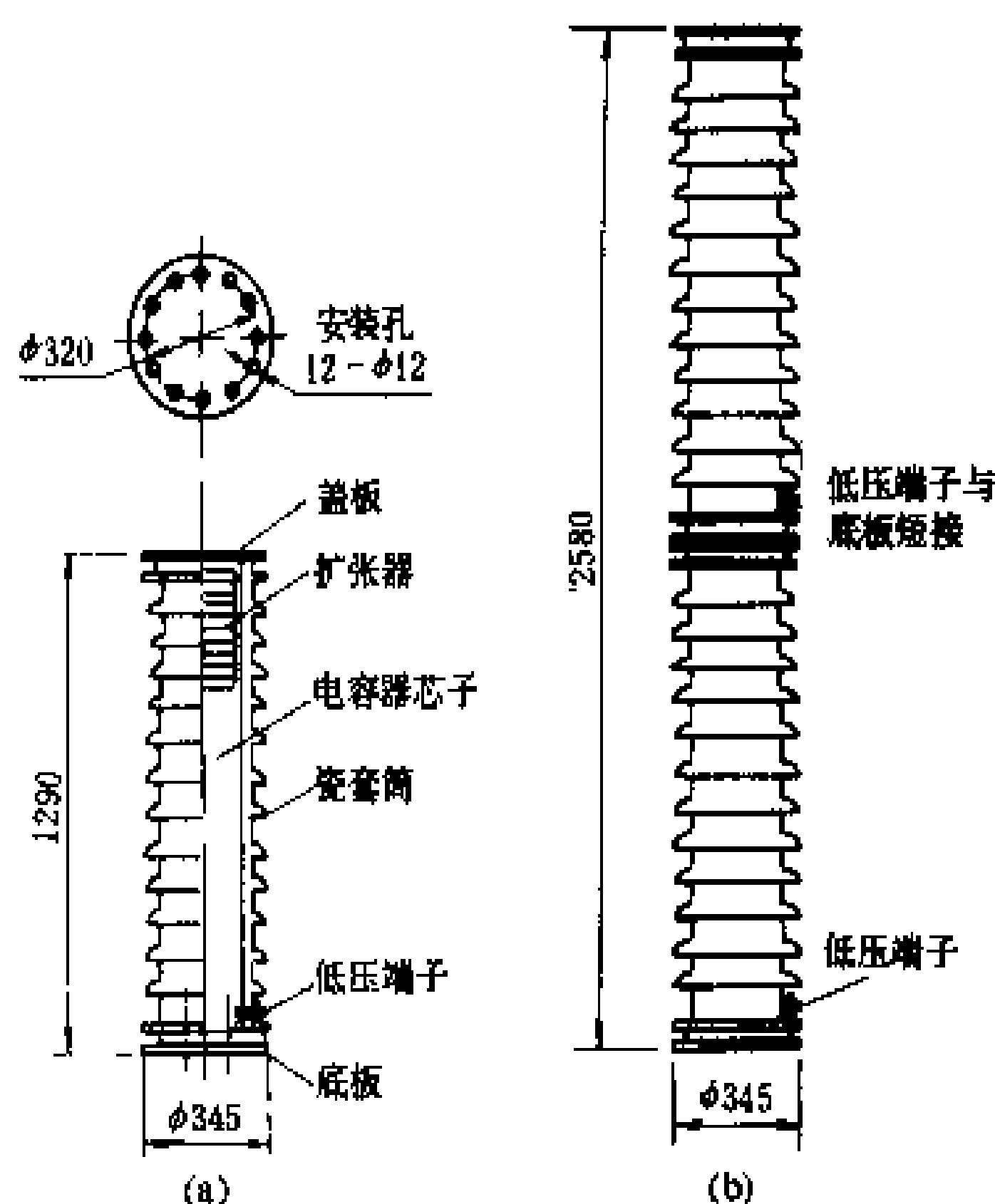


图 4 耦合电容器外形图  
(a) 110 kV；(b) 220 kV

在电力线载波的耦合回路中，电力线为高阻抗约 300~400 Ω，而载波机是经低阻抗 (75 Ω 或 100 Ω) 的高频电缆通过结合滤波器与电力线连接，因此结合滤波器也是阻抗变换器，使线路的高阻抗与高频电缆的低阻抗相匹配。

结合滤波器通常设计成带通或高通滤波器电路。图 5 示出其简化电路，其中 C1 与 L1、L2、C2 构成滤波电路，L1 与 L2 构成阻抗变换，使两侧的高低阻抗匹配，其回波衰减应不小于 12 dB。

结合滤波器应具有良好的输入输出线性特性，即在通频带内和传送载波功率电平范围内应不产生较大的非线性失真。

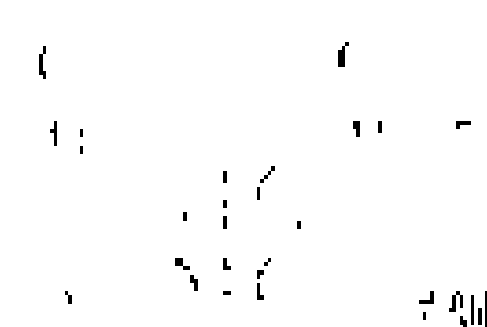


图 5 结合滤波器  
电路图

C1—耦合电容器；  
L1—线路侧电感；  
L2—电缆侧电感；  
C2—电缆侧电容

(刘祖丰)

dianlixian zaibo pinlü fenge sheshi

**电力线载波频率分隔设施** (power line carrier frequency separation installation) 安装在变电所中，用以增加两条出线间载波频率的跨越衰减，使载波频率可以重复使用的设施。

电力线载波可利用的频谱有限，为了在一个电力网中重复使用工作频率，必须增加各电力线间载波信号的跨越衰减。在电力线的两端一般已装设阻波器，对

载波信号有一些阻塞作用,然而阻波器的阻塞作用有限。当一个变电所同一电压等级两个方向出线的同名相,装有正确调谐的阻波器时,其间的跨越衰减一般可视为 26 dB 上下;而两载波通道重复利用频率所需的跨越衰减应为 55~60 dB 以上。一般在同一电压等级电力网中,在相隔两段线路、三个变电所的情况下,才可以使用相同载波频率。这为电力线载波系统的设计工作带来困难。

载波频率分隔装置可以增加上述跨越衰减,便于重复使用频率,其基本电路见图所示。图中的 1、2、3 是电力线载波通道原有的阻波器、耦合电容器和结合滤波器;4、1、4—阻波器(包括调谐元件);2、5、6 是为增加阻塞效果而加装的阻波器、6—调谐元件;7—变电所母线耦合电容器和调谐元件(1、2、3 是原有的,4、5、6 是为增加阻波效果而加装的);7 是变电所母线



及所接设备的总电容量。图中所示是一个相的结构,其他两相也安装相同的设备。所有这些设备在电力线 a、b 对地之间形成四端低通或带阻滤波器,对某载波频段呈现较高衰减,如衰减大于 55~60 dB,就可以重复使用载波频率。这些设备可以增加或减少,增加设备可以加大跨越衰减值,但也必然增加投资,并受场地条件限制。因此,应以计算机辅助设计方法,就设备费用低(特别是高压设备费用)、阻塞频带宽、跨越衰减大等方面进行优化设计,针对具体情况,获得最佳效果。

这种分隔装置主要适用于不同出线方向的电力线。对于地理位置靠近的电力线,由于它们之间存在电磁耦合,即使采用分隔装置,阻塞效果也受到限制。

载波频率分隔装置的应用,在国际上 70 年代的文献中已有报导。中国在 80 年代进行了这方面工作,在北京、湖南、黑龙江、山西等地应用效果良好,可在一定程度上解决载波频率拥挤问题。

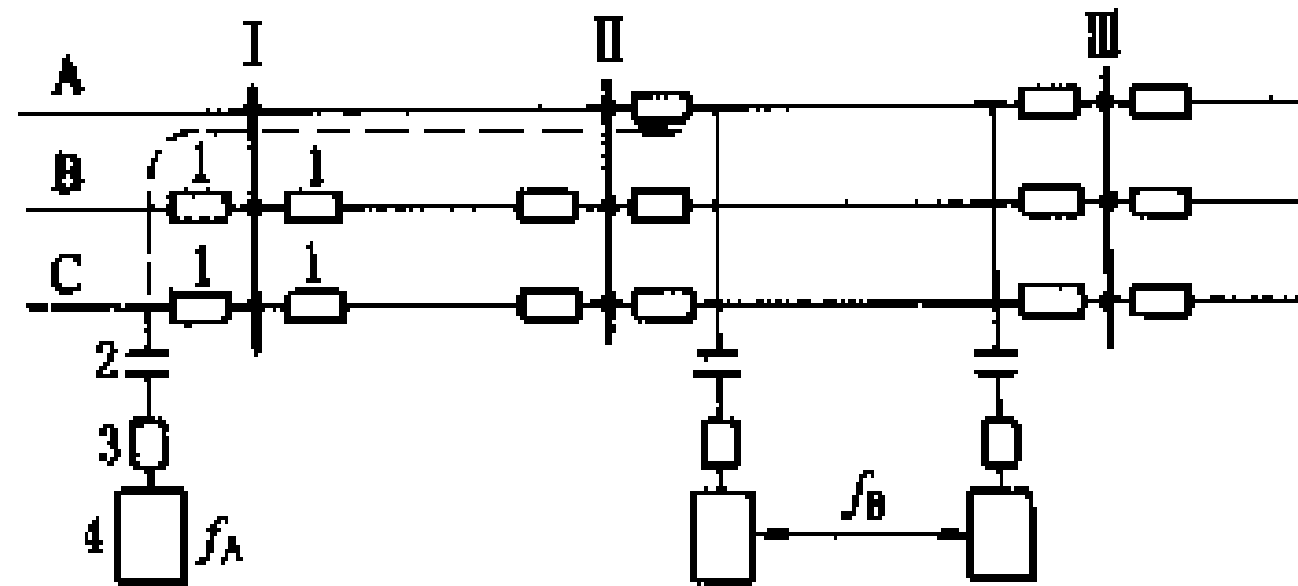
(陈道元)

dianlixian zaibo pinlu fenpei

**电力线载波频率分配** (power line carrier frequency planning) 在电力线载波系统规划设计中,对电力线载波通道使用频率的安排。这种安排防止通道间相互干扰,保证通信系统的正常运行。

**电力线载波通道间的干扰** 如图所示,电力线载波机 A (通道 A) 的频率为  $f_A$ , 电力线载波机 B (通道 B) 的频率为  $f_B$ , 由于电力线相互连接,各相线之

间有电磁耦合,  $f_A$  信号可由 C 相耦合至 A 相经线路传输至载波机 B, 对  $f_B$  信号产生干扰。同样,  $f_B$  也可经相似路径干扰  $f_A$ 。



电力线载波通道干扰图

1—阻波器; 2—耦合电容器; 3—结合滤波器; 4—电力线载波机;  $f_A$ ,  $f_B$ —载波机工作频率

影响载波通道间的干扰有以下因素: ①电力线载波机的发送功率愈大则对其他载波通道的干扰信号愈强。②干扰信号在传输过程中总会有衰减,包括线路传输衰减,相间跨越衰减和阻波器或载波频率分隔设施的跨越衰减等。这些衰减的总和使干扰减小,衰减越大,产生的干扰越小。③被干扰的信号愈强,则受干扰的影响愈小。④被干扰载波机的收信选择性愈高,对于干扰信号和被干扰信号的分辨能力愈强,则被干扰载波机所受的干扰愈小。

电力线载波通道的干扰可按式计算

$$P_{s/i} = P_B - (P_A - b_T - b_l - b_s)$$

式中  $P_A$  为干扰载波机发送电平, dB;  $b_T$  为干扰信号路径中的跨越衰减, dB;  $b_l$  为干扰信号路径的传输衰减, dB;  $b_s$  为被干扰载波机选择性衰减;  $P_B$  为被干扰载波机接收信号电平, dB;  $P_{s/i}$  为信号干扰比, dB。

按上式计算出信号干扰比值  $P_{s/i}$ , 要求对可懂串音防卫度大于 55 dB, 对不可懂串音防卫度大于 47 dB, 表示通道间的干扰在允许范围内可正常运行。

为了提高通道间的跨越衰减,减小通道干扰,可以采取以下措施: ①在电厂的电力线出线 A、B、C 三相用阻波器阻塞; ②在电厂的电力线出线 A、B、C 三相加装电力线载波频率分隔设施。

**电力线载波通道的频率分配** 电力线载波系统使用的频率范围为 40~500 kHz, 一条电力线载波电路占用频带宽度为  $2 \times 4$  kHz, 共有 57 组载波电路频带可供安排,通过频率分配应作到: ①安排具体载波电路频率使通道间相互干扰满足指标要求; ②在指定的电力系统范围内尽可能安排较多的电路,提高频谱的利用率。目前频率分配方法有频率插空法、频率实测法及频率分组重复法等。

**频率插空法** 在已占用的电力线载波通道频率的基础上,寻找适当的频率空位,选择插入新的载波频率。经过计算,表明新老载波频率间无干扰,即可确定



新加通道的频率。这种方法较简单,但频率浪费较大。

**频率实测法** 和频率插空法类似,用测试方法证明新的载波频率不致造成与其他通道互相干扰,即可以使用。这种方法对频率的浪费也较大。

**频率分组重复法** 一种较为完善的分配方法。其特点是可以重复使用频率,因此可以安排较多的通道。具体方法是根据载波机的收发频率间隔和频率选择性等参数,把载波频谱 40~500 kHz 分成若干标准频率组如 A、B、C、D 等,每组包括几个载波通道频点,频率组的划分原则为:①相同的频率组用于一条电力线上,同组内各频点间无相互干扰,载波机可并联使用。②不同的频率组用于不同的相邻电力线上,频点间无相互干扰。③在经过 2~3 个电力线路段之后,可以重复使用频率组,只要经验算频点相互无干扰即可。频率分组完成后,可以进行频率分配。先选择系统中某一中间部位,一条线路选用一个频率组如 A 组,其相邻各方向的线路段各选用相邻的频率组如 B、C、D 等;然后依次更远的线路段选用频率组 E、F、G、H 等。如此类推。一条线路开通电路多时也可分配 2 个频率组,在经过 2~3 个线路段后,频率组可以重复使用。对于较长的线路,应安排用较低频率的频率组。这种方法的优点是:①频率分配有计划地进行,频率可重复使用,提高频谱的利用率;②一条线路分一组频率,作到频率预留,对发展留有余度。在中国已普遍推广使用。

电力线载波的频率分配属于线性规划范畴,可用线性规划数学工具来解决,中国已开始用计算机和线性规划方法进行频率分配的优化设计。

(刘祖丰)

dianlixian zaibo tongdao ceshi

**电力线载波通道测试** (measurment of power line carrier channel parameters) 应用测试手段,对新建和运行中的载波通道进行检测。

为了评价新建通道的性能,验证设计数据,对运行中的通道进行定期维护或查寻故障,通常要测试:①全通道工作衰减;②噪声电平;③线路输入阻抗;④跨越衰减;⑤分支线衰减;⑥桥路衰减等(后三项必要时进行)。

**全通道工作衰减测试** 全通道工作衰减应小于载波机容许的衰减值。在不良气候条件下,应使信号噪声比满足 IEC 出版物 663 号推荐为 25dB 的标准。对于新建的通道,应进行 30~500 kHz 全频段测试,找出可能存在的衰减峰频率。对于运行中的通道,一般只测试工作频带内的工作衰减。测试接线见图 1,测试在发信、收信两端连接电缆的载波机端进行。为避免干扰的影响,最好用选频表测试。

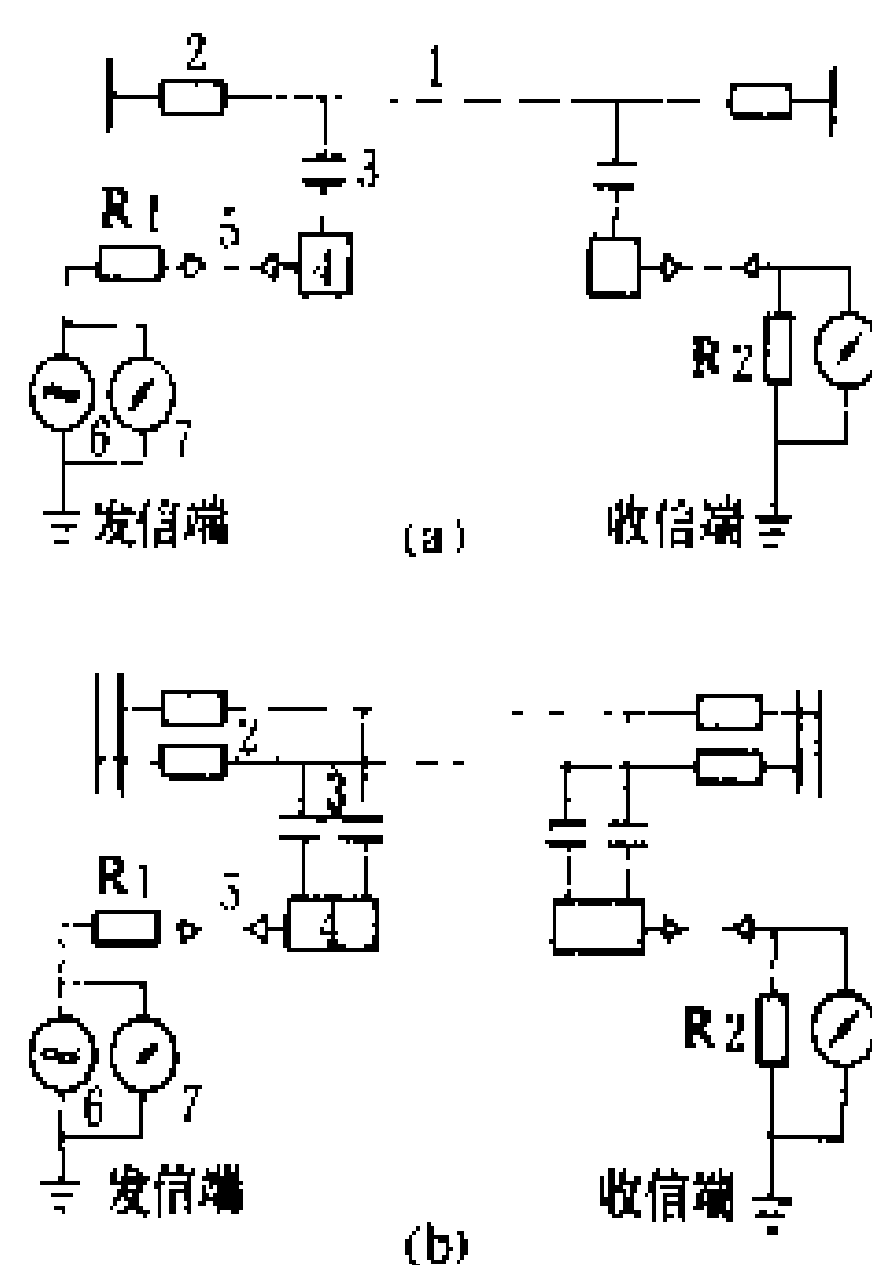


图 1 电力线载波通道工作衰减测试接线

(a) 相地耦合方式; (b) 相相耦合方式

1—电力线; 2—线路组波器; 3—耦合电容器; 4—结合滤波器; 5—高频连接电缆; 6—高频振荡器; 7—选频电平表

全通道工作衰减按下式计算

$$a_{TD} = P_1 - P_2 - 10 \log \frac{R_1}{R_2} - 6$$

式中  $a_{TD}$  为全通道工作衰减, dB;  $P_1$ 、 $P_2$  为发、收信端选频电平表指示值, dB;  $10 \log \frac{R_1}{R_2}$  为电平修正值, dB;  $R_1$  为结合滤波器外侧阻抗值;  $R_2$  为连接电缆特性阻抗等值。

在测试全通道工作衰减之前,应首先测试终端设备的工作衰减。终端设备由耦合电容器、结合滤波器和连接电缆组成(见电力线载波通信)。

**噪声电平测试** 电力线噪声电平指耦合电容器与电力线耦合点上噪声的大小,必须用选频表测试。如在室内测量,要折算到耦合点上。测试接线如图 2 所示,其中电阻  $R_2$  的阻值应与连接电缆特性阻抗等值。

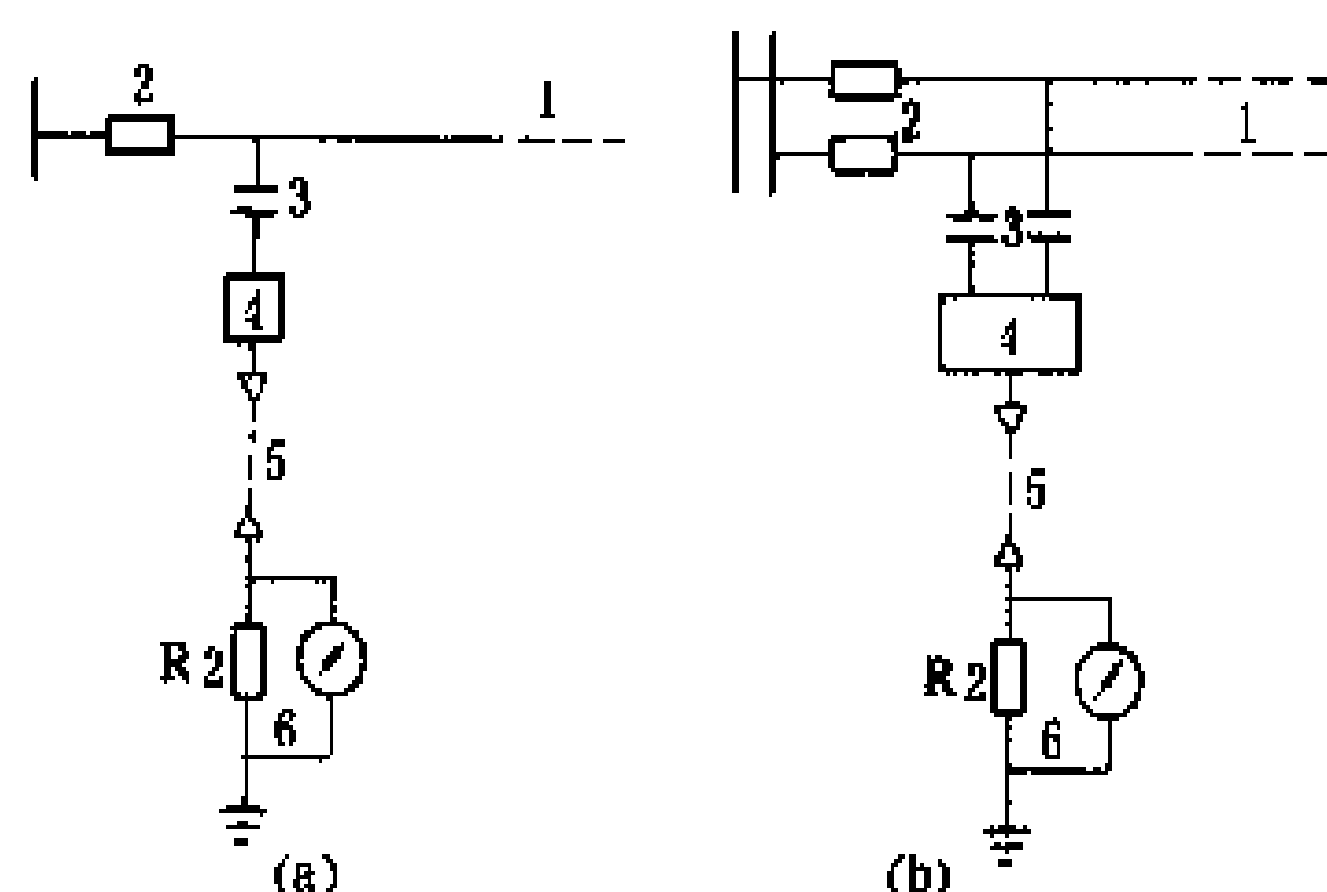


图 2 噪声电平测试接线

(a) 相地耦合方式; (b) 相相耦合方式

1—电力线; 2—线路组波器; 3—耦合电容器; 4—结合滤波器; 5—连接电缆; 6—选频电平表

噪声电平按下式计算

$$P_z = P + a_n + 10 \log \frac{R_1}{R_2}$$

式中  $P_z$  为噪声电平, dB;  $P$  为选频电平表指示值, dB;  $a_n$  为终端设备衰减;  $10 \log R_1/R_2$  为结合滤波器高、低压侧阻抗比电平修正值, dB。

利用下式可将  $P_z$  换算成不同工作带宽时的噪声电平



$$P_{\Delta f}=P_z+10\log \frac{\Delta F}{\Delta f}$$

式中  $P_{\Delta f}$  为带宽为  $\Delta F$  (Hz) 时的噪声电平, dB;  $\Delta f$  为选频电平表带宽, Hz。

测试仪器应使用经过检定合格的 10~620 kHz 的高频振荡器和选频电平表进行测试, 不允许用终端机测试盘上的监视仪表代替。

(朴德广)

dianlixian zaibo tongdao shuaijian

### 电力线载波通道衰减 (attenuation of PLC channel)

电力线载波信号从发信端经高频电缆、耦合装置、电力线至受信端的总损失。由线路衰减和耦合衰减两部分组成。

线路衰减 通常, 线路衰减用多次实际测量得出的经验公式来计算:  $a_m=k\sqrt{f}$ , 式中  $f$  为工作频率, kHz;  $k$  为经验系数, 按不同电压等级的电力线取值。这种简捷计算方法, 因忽略了一些影响因素, 误差较大。近代以来, 创立了模分量算法, 采用电子计算机得出精确的计算结果, 其内容包括: ①最低损失模式衰减; ②模式转换衰减; ③附加衰减。最低损失模式衰减等于其衰减常数与线路长度的乘积。衰减常数与载波信号频率及导线结构有关。模式转换衰减是由于在实际耦合方式中, 载波信号功率一般均以混合模式进入电力线, 其中总有一部分高损失的模 3 (见电力线载波信号模式分析计算) 存在, 从而引起模式转换衰减。附加衰减一般决定于耦合方式、换位形式和次数、线路参数、长度、大地电阻率和载波信号频率。(见电力线载波信号模式分析计算)

耦合衰减 包括: ①线路阻波器的分流衰减; ②结合滤波器工作衰减; ③高频连接电缆的工作衰减。

天气的变化也影响衰减。雨、雾天对线路衰减的影响不大, 可略去不计。但线路覆冰时, 衰减的增加由线路结构、导线冰层厚度、环境温度和载波频率 4 个因素决定, 严重时, 可能造成电路中断。

(朴德广)

dianlixian zaibo tongxin

### 电力线载波通信 (power line carrier communication, PLC)

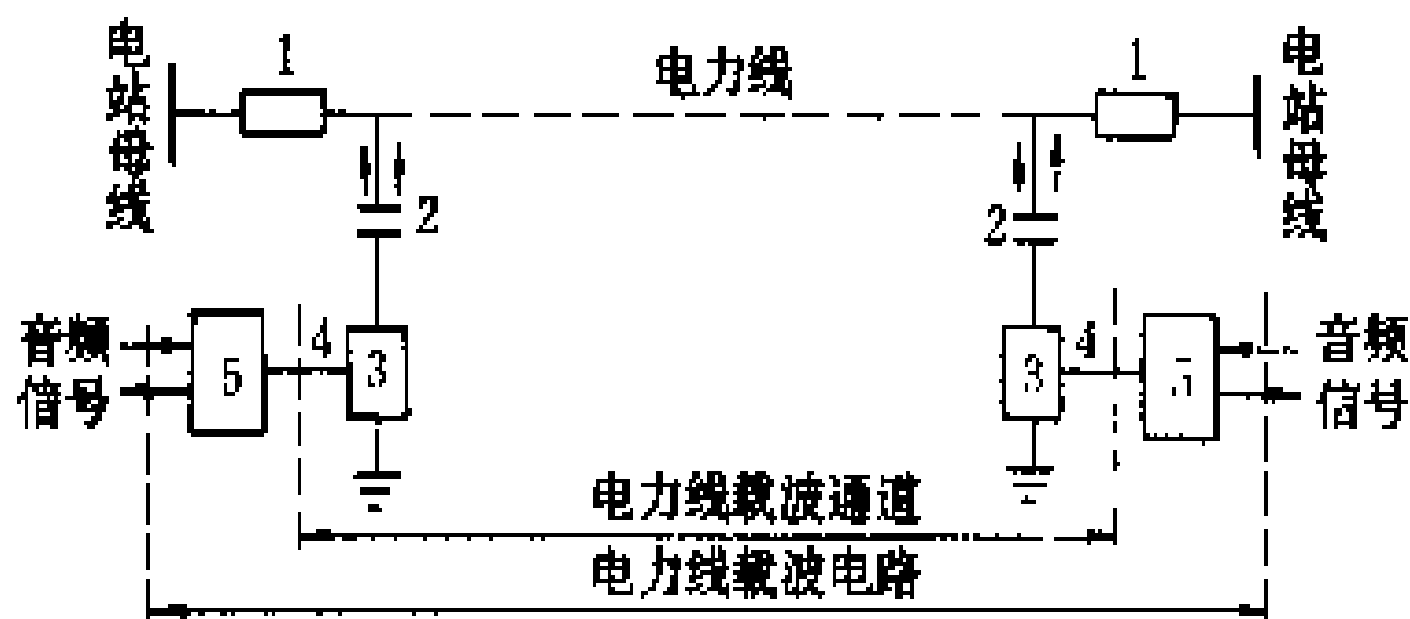
以高频载波信号通过高压电力线传送信息的通信方式。电力线结构牢固, 又有 3 条以上的良导体, 所以用其传送载波信号, 既经济又可靠。这种综合利用的条件是电力系统特有的, 也早已为世界各国电力部门广泛应用。

简史 在 20 世纪 20 年代初期, 随着远距离高压输电及在架空通信明线上传送多路载波技术的发展,

国外开始了电力线载波通信的研究实验。当时通过在电力线旁悬挂一段几十至几百米长的平行导线, 将高频载波信号耦合到高压电力线上, 称为天线耦合。这种方法容易实行, 但耦合效率太低。20 年代末期, 开始制造专用的高压电容器, 通过电容耦合注入载波信号。40 年代起, 设备中载波信号的调制方式由早期的双边带调幅制改进为单边带调幅制, 频谱及功率的利用率明显提高, 成为电力线载波设备的基本制式, 沿用至今。电子器件方面初期采用电子管, 60 年代起开始采用晶体管, 80 年代又实现了集成电路化, 设备体积逐渐缩小, 性能及技术指标日益提高。

中国从 40 年代起在东北、华北的高压电力系统中开始使用双边带电力线载波机。50 年代初期进口单边带电力线载波机, 国内一些部门也小批量自制了双边带电力线载波机, 投入使用。50 年代末期, 中国开始制造单边带电力线载波机及其他有关设备, 此后质量不断改进。到 80 年代后期, 国产设备的技术指标已达到国际标准, 运行稳定可靠, 基本达到国际水平。

组成 电力线载波电路的基本组成如图所示。电话、远动、继电保护或其他音频信号通过电力线载波机 5 调制成为高频载波信号, 经高频连接电缆 4、结合滤波器 3、耦合电容器 2 加到电力线上, 传送到对方, 再还原成为音频信号输出。载波信号的频率范围, 下限受到耦合装置成本及工频谐波干扰的限制, 上限受到无线电广播频段的限制, 一般为 30~500 kHz, 中国规定为 40~500 kHz。在电力线载波频率范围中, 每 4 kHz (或 2.5 kHz) 为一个基本载波频带。音频信号的频率范围一般为 300~3400 Hz, 可以专门传送电话或数据信号, 也可以复合传送电话和数据信号。



电力线载波电路组成

- 1—阻波器; 2—耦合电容器; 3—结合滤波器;  
4—高频连接电缆; 5—载波机

图中, 结合滤波器、耦合电容器、阻波器等设备称为电力线载波耦合装置。两端载波机的载频输入输出端之间部分, 称为电力线载波通道。两端载波机的音频输入输出端之间部分, 称为电力线载波电路。电力系统中各电力线载波电路总体组成电力线载波系统。

特点 电力线载波通信有以下优点: ①不需另外架设通信线, 成本低, 易于建设。②电力线机械强度很



高,提高了电力线载波通道的可靠性。③电力线上具有良好的导体和绝缘子,载波信号传输稳定,通信距离较长。电力线无分支时,几百公里距离可以直达通信。与其他通信方式相比,它也有不足之处:①信号会沿电力系统线路分散传播,增加了损耗和干扰,不利于频率重复安排。②电力线噪声电平较高,故必须提高电力线载波机的发送功率(约1~100 W)。③传输性能受电力网结构影响,结构改变时,载波系统的安排也须做相应的调整。电力线的换位及线路故障时会使衰减增加很多。因此,准确设计计算通道衰减频率特性,比较复杂,需要有专用的计算程序。④通路数量较少,不能满足大量信息交换需要。

电力线载波通信由于具有以上特点,特别适用于在调度所、发电厂、变电所之间传送为调度管理及安全运行所需的电话、远动、继电保护等信号,成为电力系统的一种重要通信方式。在中国,一般的110 kV及以上,以及一些35 kV电力线上,已都装有电力线载波设备,载波机年产量在两三千台以上。到1992年,110 kV以上线路上的电力线载波电路总长度达59万话路公里。

为充分发挥电力线载波通信优点,克服其不足,60年代开始,国外进行了其他电力线载波通信方式的研究。例如,在电力线的绝缘架空地线上及在电力线的相分裂分导线之间进行载波通信,以及在相导线中复合电缆或在架空地线中复合光缆进行通信等。这些通信方式分别称为绝缘地线载波通信、分裂导线载波通信、电力线复合电缆载波通信及架空地线复合光缆通信等。中国也进行了这些通信方式的试验研究与实践。

#### 参考书目

[苏]贝荷夫斯基等著. 电力系统高频通信. 成都工学院等译. 北京: 水利电力出版社, 1978

陈维千主编. 电力线载波通道. 北京: 水利电力出版社, 1983

(陈道元)

dianlixian zaibo xinhao moshi fenxi jisuan

**电力线载波信号模式分析计算** (model analysis of power line carrier signals) 利用模式理论对电力线载波信号传输性能进行分析计算的方法,也称为模分量分析法。在数学上,为了便于分析计算,常将物理量按一定规律分解成模分量。这种方法在土木建筑、桥梁设计等许多工程领域都得到应用。

**发展史** 从20世纪40年代起,一些国家曾采用对称分量分析法研究载波信号在电力线上的传输问题。这种方法未考虑载波信号的耦合相位、线路结构、及大地电阻率等因素,计算结果与实际相差较大,不少

现象难以解释。早在20年代J. R. 卡森(J. R. Carson)就曾提出以模式分析法研究电力线载波信号传输的性能。到60~70年代,随着电子计算机技术的发展,一些国家对模式分析法进行了研究。这种方法考虑了很多实际条件,计算误差小,对很多现象能给出较好的解释。中国在80年代也对这种方法进行了研究,并已开发了实用的程序,现已能用模式分析法对载波信号的传输性能进行精确的工程计算。

**模式及模式传输特点** 对 $n$ 根导线电力线路的模式分析表明,载波信号以 $n$ 组模式同时传输,每组模式在 $n$ 根导线上都有各自的分布规律。

以单回路三相水平排列非绝缘架空地线的电力线为例,有模1、模2和模3三种模式。各组模式的传输途径示于图1,其中:①模1为中相对两边相传输;②模2为两边相间传输;③模3为三相对地传输。

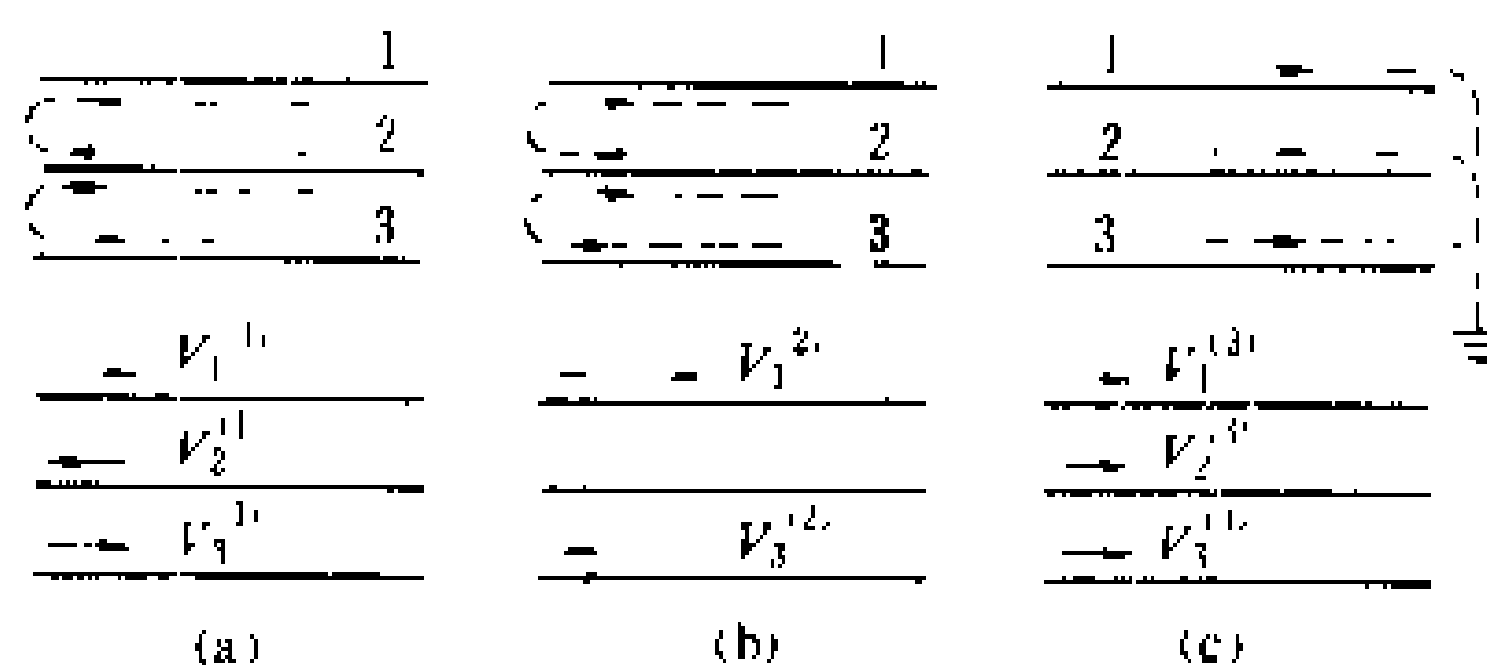


图1 三相水平排列电力线三组模分量的传输途径  
(a) 模1; (b) 模2; (c) 模3

精确的模式分析表明,模1的中相信号与两边相信号之和并不完全相等,有较小的差值,即大地也参与了模1信号的传输。

每一组模式有它固有的传输常数、传输速度和特性阻抗。各组模式间互不相关。线路上任一点的相电压、相电流为该点不同组模式的电压分量、电流分量的相量和。所以,模式分析的基本点,是将 $n$ 根导线组的问题简化为单独的,不互相耦合的 $n$ 根单导线的问题。

**简单计算法** 对于结构简单、少于两次换位的短线路,可以利用下式简单计算线路衰减。

$$a_w = a_1 L + 2a_s + a_g$$

式中 $a_w$ 为线路衰减,dB; $L$ 为线路长度,km; $a_s$ 为模式转换衰减,dB; $a_g$ 为由于耦合方式、线路换位等不连续性引起的附加衰减,dB; $a_1$ 为最低损失模式的衰减常数,dB/km,根据IEC出版物663号建议, $a_1$ 按下式计算

$$a_1 \approx 7 \times 10^{-2} \left( \frac{\sqrt{f}}{d \sqrt{n}} + 10^{-3} \times f \right)$$

式中 $f$ 为频率,kHz; $d$ 为相导线直径,mm; $n$ 为分裂导线束的分导体数。

利用上式计算的 $a_w$ 值,对于电压在150 kV以上,大地电阻率约为100~300  $\Omega \cdot m$ 的大多数线路是很





近似的：300 kHz 以下误差为±10%，500 kHz 以下误差为±20%。

不管是相地耦合，还是相相耦合，载波信号功率耦合到线路之后，都被转换为不同的各组模式。各组模式量值的大小随耦合相序和耦合方式而异，但其中总有衰减常数最小的一组模式，即最低损失模式。它可传输较长的距离。所以应选用最佳耦合方式（见图 2），使模式转换后衰减常数最小的那组模式分量的成分最多。

**精确计算法** 分均匀线路和非均匀线路两种计算。

**均匀线路** 全部传输情况用下列矩阵方程式表达

$$U_x = MLM^{-1}U_0$$

式中  $U_x$  为线路上任一点  $x$  信号相电压列矩阵； $M$  为模相量变换矩阵； $M^{-1}$  为  $M$  的逆矩阵； $L$  为线路特征值对角矩阵； $U_0$  为发送端信号相电压列矩阵。上式可改写或

$$U_x = HU_0$$

式中  $H$  为传输矩阵，由下式表达

$$H = \exp \left\{ - (ZY)^{\frac{1}{2}} x \right\}$$

式中  $Z$  为线路的串联阻抗矩阵； $Y$  为线路的并联导纳矩阵，分别表达为

$$Z = R_i + R_e + j(X_i + X_e + X_c)$$

式中  $R_i + jX_i$  为导线的内阻抗矩阵； $jX_e$  为无损线路的自阻抗和互阻抗矩阵； $R_e + jX_e$  为 Carson 法的大地校正阻抗矩阵。

$$Y = \omega C_e$$

式中  $\omega$  为载波信号角频率； $C_e$  为线路自电容及互电容矩阵。

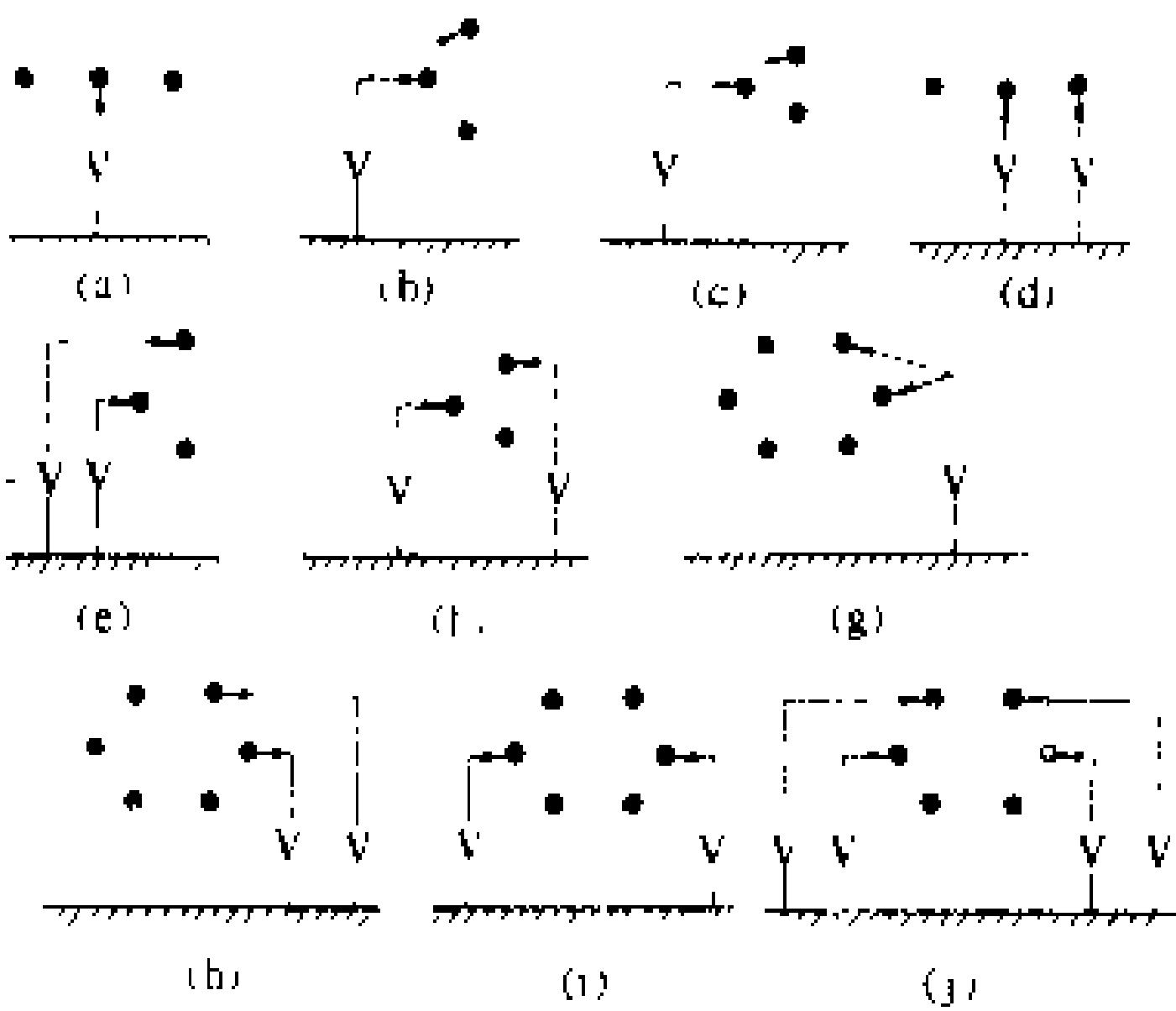


图 2 最佳耦合方式

(a) 中相；(b) 中相或顶相；(c) 中相或顶相；(d) 中相对边相；(e) 顶相对中相；(f) 顶相对中相；(g) 相地耦合，顶相或中相；(h) 相相耦合，顶相对中相；(i) 相相耦合，中相对中相；(j) 顶相中相间差接耦合

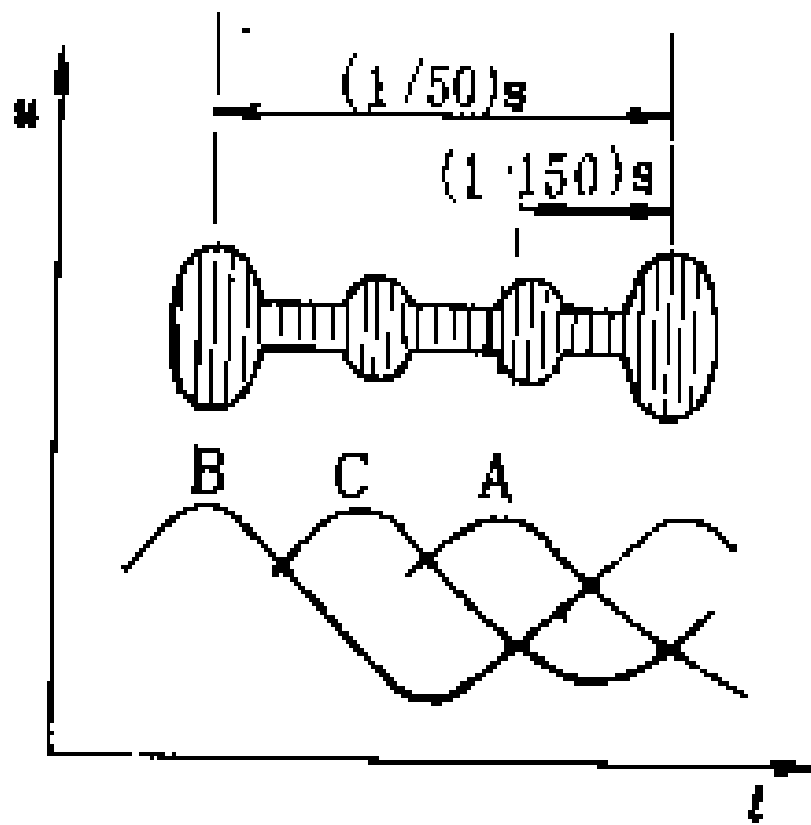
**非均匀线路** 对于有换位、T 接等不连续点的非均匀线路，在原理上可按几个均匀线段处理。写出不连续点两侧端口的传递方程式，以链接或节点导纳矩阵的方法将这些均匀线段组合起来，便可求出全线路的总衰减及其它参数。

(朴德广)

dianlixian zaosheng

**电力线噪声** (power line noise) 在电力线载波频段中由于电力线影响而产生的噪声。其类别有电晕噪声和脉冲噪声。前者由电力线上高压强电场对空气放电产生的电晕和绝缘子表面及其内部放电等原因所引起，它对通信传输质量起决定性影响；后者由隔离开关和断路器操作、短路故障电弧和雷电等原因所引起，它对数据信号特别是远方保护信号的传输影响较大，其电平较高但不是经常而是偶发性短时间出现的。

电力线上产生的电晕噪声是主要的。它是由很多时间极短的矩形脉冲叠加的结果，性质是连续的随机噪声。在电力线载波频段 30~500 kHz 范围内近似对频率均匀分布，但其幅值随频率的增高而减小，噪声功率沿电力线均匀分布。三相水平排列工频 50 Hz 的电力线，中相耦合时的电晕噪声包络波形见图所示。电晕噪声电平主要取决于导线表面的电位梯度和导线表面状况。电位梯度越大，噪声电平越高，而电位梯度与工频电压成正比，与导线直径成反比，并与线路结构有关。另外导线表面污染、潮湿、雨水和湿雪等环境条件都会使电晕噪声电平增高。



IEC 出版物 663 号给出在电力线耦合点处 4kHz 带宽噪声电平的典型值：220 kV 以下系统为 -35 ~ -25 dBm；220 kV 及以上系统为 -20 ~ -10 dBm。

(朴德广)

dianliang biansongqi

**电量变送器** (electric transducer) 见电力系统调度信息。

dianliu baohu

**电流保护** (current protection) 以通过保护安装处的电流为作用量的继电保护方式。当通过的电流大于某一预定值(整定值)动作的电流保护称过电

流保护。通常由电流、时间、中间、信号等继电器按一定的逻辑综合组成,用以实现对输电线路和发电机、变压器、电动机等电力设备的保护。它可以依相电流或相序(负序或零序)电流工作。除直接作用的过电流保护外,还有经故障方向判别元件和经低电压或复合电压元件控制的过电流保护。主要有:无时限(瞬时)过电流保护和带时限过电流保护两种。

**线路过电流保护** 用于各种电压等级电力网的输电线路相间故障的过电流保护。

**无时限(瞬时)线路过电流保护** 瞬时动作的线路过电流保护。分为有选择性和无选择性两种。

(1) 有选择性无时限(瞬时)线路过电流保护。保护范围不超过本线路的线路相间短路故障瞬动过电流保护。它在各级电压电力网中得到广泛采用。电流继电器动作电流必须大于被保护线路两端母线相间短路时通过本线路的最大可能短路电流,因而只能在本线路一定范围内故障时才能动作。它对被保护线路内部短路故障的反应能力(灵敏度)可用被保护线路全长百分数表示,该值恒小于1。电源阻抗比(电源阻抗对线路阻抗之比)愈小,它可以保护的範圍愈长。该保护仅以电流继电器或者和出口中间继电器本身固有时间动作,通常为10~40 ms。在超高压电力网中,由于它能快速切除线路近端短路故障,对保证电力系统稳定运行往往发挥极为关键的特殊作用。

(2) 无选择性无时限(瞬时)线路过电流保护。能保护线路全长的瞬动过电流保护。当相邻线路或相邻电力设备(如变压器)发生相间短路故障时,有可能发生无选择性动作跳闸,用以换得全线路故障的快速切除。该保护方式常常用于线路变压器组及低压电力网的线路保护。对后一种情况,无选择性跳闸通常借助线路自动重合闸纠正。

**带时限线路过电流保护** 延时动作的线路过电流保护。有定时限过电流保护和反时限过电流保护两种。

(1) 定时限线路过电流保护。动作时限与通过的电流水平(大于过电流元件的起动值)无关的能保护线路全长的延时过电流保护。实际应用中常常由几个定时限(包括无时限)过电流保护段组成带阶段时限特性的多段式线路过电流保护。各保护段的起动电流、动作时限及灵敏度均不相同。它们中有的快速动作,有的能保护线路全长,有的还能保护到相邻电力设备的全部。它们是中、低压电力网中一种主要线路保护方式。对于两侧电源的情况,有的保护段需经故障功率方向判别元件控制。特殊情况下,为了满足电力系统运行方式变化较大的需要,有的保护段需依靠电流元件与电压元件协同动作,以取得比较稳定的保护范围。

(2) 反时限线路过电流保护。利用反时限电流继电

器构成的线路延时过电流保护。故障点离保护装置安装处愈近,通过的电流愈大,其动作时间也愈短。恰当地选择所需要的动作反时限特性,可以同时获得本线路短路故障时有较短的动作时间,而当相邻电力设备故障时又可以与后者的保护选择配合。有的还设有速动过电流部件,可根据需要实现无时限过电流保护功能,它是辐射形简单电力网中最常见的一种线路保护方式。

**线路零序过电流保护** 用于各种电压等级的有效接地系统中输电线路接地短路故障的过电流保护。保护的类别和功能与保护相间短路故障的线路过电流保护基本相同。但具有如下特点。

(1) 只能用以保护有效接地系统中发生的单相及两相接地短路故障,因为只有这两种短路故障(不考虑断线故障)才在电力网中出现零序电流。

(2) 由于线路的零序阻抗是正序阻抗的三倍以上,而电源侧的零序阻抗一般均较正序阻抗小,因而在线路首、末端发生接地短路故障时通过线路的零序电流幅值变化很大,远远大于相间短路时相应相电流的变化。因此,利用零序电流保护比较容易获得动作时间快、保护范围相对稳定且易于实现相邻保护间的选择配合等优点。

(3) 因为正常运行时线路不通过零序电流,因而零序电流保护(或者它的某一段)可以有较低的起动电流值,从而实现对线路发生高电阻接地电阻故障(例如对树放电等,对500 kV线路可高达300 Ω)时的保护,这是任何其它保护方式所不及的。

线路零序电流保护也有条件地用于非有效接地系统的情况,依靠内外部发生单相接地短路故障时通过的零序电容电流幅值的大小不同,而实现内外部故障的判别,用以发出警报或跳闸。

(李振和)

dianliu chadongshi zonglian baohu

**电流差动式纵联保护** (current - differential pilot protection system) 利用被保护线路各端电流量实现电流差动原理的一种线路纵联保护。

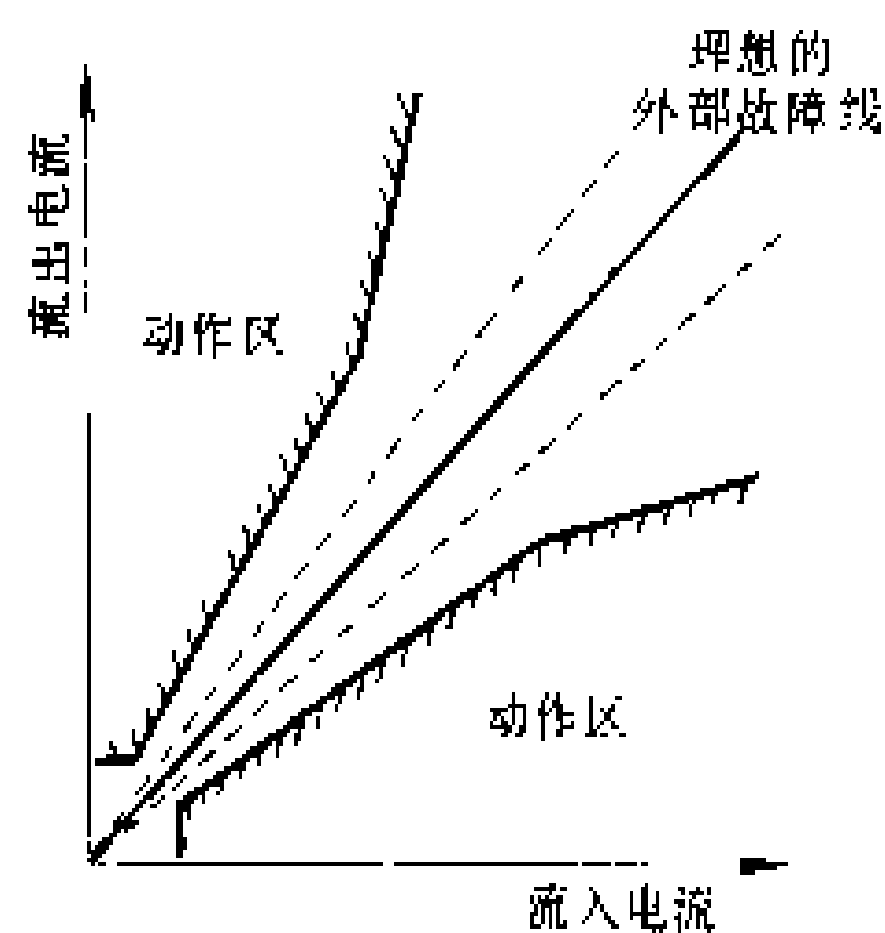
**原理** 在不考虑本线路导纳的条件下,当正常运行与外部故障时各端流入(由母线流入本线路)电流的代数和为零;内部故障时上述和电流为流入故障分支的总故障电流。据此判别故障是发生在被保护线路内部或外部。

**特点** ①以和电流为动作判据,可靠、灵敏,能确切地判定故障区间。②利用制动特性,使电流差动元件的动作值大于本线路外部故障时,因两端电流互感器误差而产生的最大不平衡电流值,以可靠地防止外部



故障时的误动作。制动特性有最大电流制动与各端电流绝对值之和制动两种方式。无制动时的最小动作值应大于本线路电容电流值。

制动特性可以用本线路各端流入与流出电流的坐标系表示。如图所示,为电流差动元件制动特性示意图。本线路正常运行与外部故障时流入电流与流出电流相等,其轨迹为一45°直线。位于理想的外部故障线两侧的虚线,是考虑各端电流互感器误差后,外部故障时流入电流与流出电流的实际可能极限位置。为保证外部故障时不动作,电流差动元件的动作区应在两虚线的外侧实线区域内。



电流差动元件制动特性示意图

电流将迅速增大,铁芯饱和,致使二次电流(一次电流减去励磁电流)的数值和波形失真,严重时在一个工频周期的一定时间间隔内,二次电流完全无输出。但是,在暂态过程中,电流互感器的铁芯饱和需经历一定时间,无论情况多么严重,至少在故障开始的一段短时间内(在实际可能最严重情况下,也不少于3~5 ms)二次电流可以得到真实传变,然后才迅速畸变。影响电流互感器暂态误差的因素很多,主要有:短路电流水平和故障初相角,电力系统一次时间常数,电流互感器铁芯剩磁,电流互感器铁芯饱和特性及电流互感器二次负载等。

**误差影响** 电流互感器暂态误差严重影响现代超高压电力网快速继电保护装置的正确工作。例如,由于二次电流的延迟出现,可能使线路继电保护装置中的故障判别元件不能正确反应故障,引起保护延时动作,以致影响电力系统安全稳定运行;又例如,在外部故障时,由于电流互感器暂态误差而在差回路中产生很大电流,引起电流差动保护误动作。后一种情况是普遍遇到的并受到经常关注的一个继电保护专门问题。

**误差标准** 目前世界各国对电流互感器的暂态误差尚无统一规定和标准。1986年国际电工委员会(IEC)出版物185补充材料草案第四章中的“对继电保护使用的电流互感器暂态特性的附加要求”,对电流互感器暂态误差提出三种定义如下。

(1) 瞬时误差电流。二次电流瞬时值( $i_s$ )乘以电流互感器额定变比( $K_n$ )的积与一次电流瞬时值( $i_p$ )的差值( $i_e$ ),即

$$i_e = K_n i_s - i_p$$

当交直流分量同时存在时,瞬时误差电流为交流瞬时误差电流( $i_{ac}$ )与直流分量误差电流( $i_{dc}$ )之和( $i_e$ ),即

$$\begin{aligned} i_e &= i_{ac} + i_{dc} \\ &= (K_n i_{pac} - i_{psc}) + (K_n i_{pdc} - i_{pdc}) \end{aligned}$$

(2) 峰值瞬时误差( $\hat{\epsilon}$ )。特定工作周期的最大瞬时误差电流( $\hat{i}_e$ )。以一次通过电流的交流分量瞬时峰值( $\sqrt{2} I_{psc}$ )的百分数表示

$$\hat{\epsilon} = \frac{100}{\sqrt{2} I_{psc}} \hat{i}_e (\%)$$

(3) 峰值瞬时交流分量误差( $\hat{\epsilon}_{ac}$ )。交流分量(电流 $\hat{i}_{ac}$ )的最大瞬时误差。以一次通过交流分量的峰值( $\sqrt{2} I_{psc}$ )的百分数表示

$$\hat{\epsilon}_{ac} = \frac{100}{\sqrt{2} I_{psc}} \hat{i}_{ac} (\%)$$

并规定:TPX级(不限剩磁)、TPY级(剩磁不大于

dianliu huganai zantai wucha

**电流互感器暂态误差** (transient error of current transformer)

当一次电流发生突变时,电磁感应式电流互感器二次电流在暂态过程中出现的误差(比差和角差)。

**误差来源** 电流互感器的暂态误差是电磁感应式电流互感器铁芯非线性特性引起的一种固有特性。当通过很大的一次电流,特别是当系统发生短路故障,一次电流中含有高百分比的非周期分量,使全电流偏向于时间轴一侧时,电流互感器感应电压所需要的励磁



10%饱和磁通) 电流互感器用峰值瞬时误差定义暂态误差; TPZ 级(剩磁实际为零, 对直流分量误差无要求) 电流互感器用在规定的二次回路时间常数下, 带最大直流偏移的单次通电过程中的峰值瞬时交流分量误差定义暂态误差。

推荐标准草案如下表所示。

电流互感器允许误差

准确度等级	在额定一次电流下		在额定负荷条件下
	比差(%)	角差(′)	最大瞬时误差(%)
TPX	±0.5	±30	$\hat{\epsilon}=5$
TPY	±1	±60	$\hat{\epsilon}=7.5$
TPZ	±1	180±18	$\hat{\epsilon}_{ax}=10$

(李振和)

dianliu jidianqi

**电流继电器** (current relay) 以电流为动作参量的继电器。当输入电流大于某一预定值动作的电流继电器称作过电流继电器; 当输入电流低于某一预定值动作的电流继电器称作欠(低)电流继电器。常用的输入电流量有: 直流量、交流相电流量与相序(主要是负序、零序) 电流分量。按构成原理可分: 电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型、数字型等。电流继电器的动作时限特性分为瞬动型与反时限型两种。

电流继电器是继电保护装置及安全自动装置中使用最为广泛的一种基本元件。

(李振和)

dianliu pingheng jidianqi

**电流平衡继电器** (current balancing relay) 比较平行的双回输电线路同名相电流的幅值大小而动作的继电器。其动作原理为, 在正常运行或双回输电线路发生外部短路故障时, 两平行输电线路的电流相等, 而当一回线路内部发生短路故障时流过故障线路的短路电流将较大, 据此选择双回线中的故障线路和故障相别。有的电流平衡继电器还设有电压制动, 以增加其动作的安全性。

电流平衡继电器用于平行双回输电线路有电源侧横联差动保护中作为故障线路和故障相别的选择元件。

(李振和)

dianliu xiangwei bijiaoshi zonglian baohu

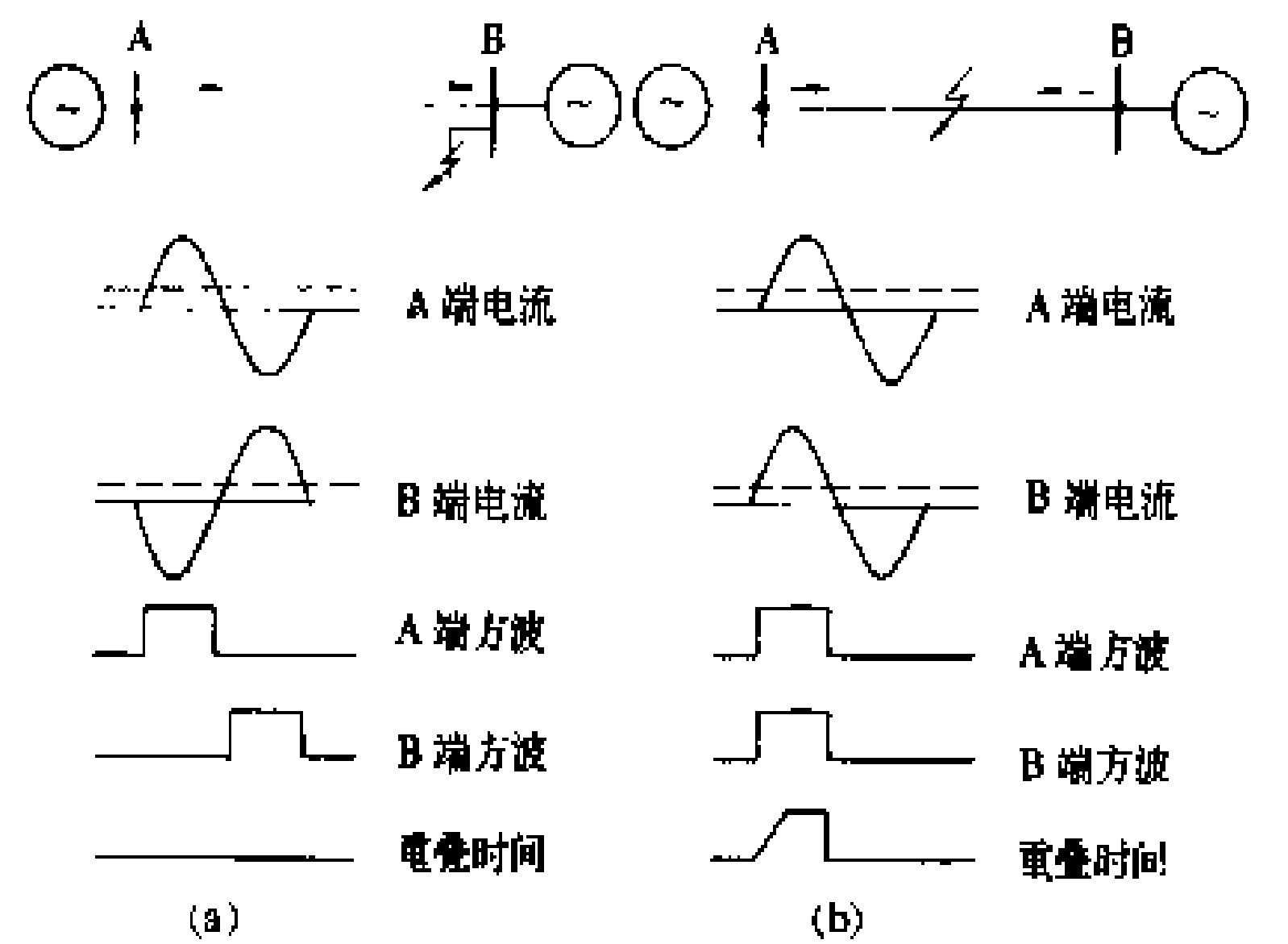
**电流相位比较式纵联保护** (phase com-

parison pilot protection system) 以比较本线路两端规定的工频电流的相位差为动作判据的一种线路纵联保护。它是超高压电力网的中、短线路常用的一种主要保护。

原理 中、短距离线路的分布电容较小, 本线路正常运行与外部故障时两端相应的工频电流反相(规定以由母线流向线路的电流为正方向), 而当发生内部故障时两端工频电流接近于同相。据此, 以两端相应的工频电流间最大相位差为电流相位比较式纵联保护的動作判据, 小于一定值时判定为本线路故障, 否则为外部故障。该定值按考虑大于本线路两端电流互感器与保护装置间在外部故障时可能出现的最大角误差(例如为±60°) 选定。

以规定的两端同一工频电流的同一半波(正或负) 相互重叠时间表征两工频电流间的相位差。对于同一半波的两工频电流, 在 50 Hz 系统情况, 当重叠时间为 10 ms (60 Hz 系统时为 6.7 ms) 时表征两端电流同相; 0 ms 时则表征相位差为 180°。在电流相位比较式纵联保护中, 将规定的电流半波整形为方波, 由通信设备经通道将有无信息传输至对端, 检测本端与对端两方波重叠时间, 作出动作与否的判断。

以双电源线路为例, 示出两端电流相位比较示意图, 当正常运行以及外部故障时 A、B 两端电流反相, 故重叠时间为 0, 保护不动作; 在内部故障时两端电流同相, 重叠时间为 10 ms 大于整定值, 保护动作。



区内外故障时两端电流比较示意图

(a) 双电源线路外部故障;

(b) 双电源线路内部故障

组成 主要有相位比较(比相)元件与起动元件。

(1) 比相元件。用以判别内外部故障。机电型比相元件是采用重叠时间输出方波后经平均值检波而工作, 具有反时限动作特性。在分立元件与模拟集成电路的元件中采用电容积分式计时电路。比相应以本线路两端同一时刻的电流波形为准, 如果选择窄带收信滤波器以减少干扰, 将使收到的信号发生延迟, 必要



时需采取相应的补偿措施,以保证比相元件的正确反应。

(2) 起动元件。用以反应电力网发生了故障。只有它动作后,才允许比相元件输出结果,以增加保护的安全性。常用的起动量均为电流量,有:负序与零序的综合相序电流、相电流以及故障分量电流(突变量)等。

**主要类型** 可按比相方式或参与比较的电流量分类。

(1) 按比相方式分类。用同一半波重叠时间的比相方式共有:①半波比相;②正负半波分别比相的或与方式。按比相次数又有一次比相与二相比相等方式。

(2) 按参与比较的电流量分类。①综合相序电流相位比较。将输入的三相电流变成单一的综合相序电流  $\dot{K}_1\dot{I}_1+\dot{K}_2\dot{I}_2+\dot{K}_0\dot{I}_0$  形式,参与比相。由于只需一个通信频道,特别适用于电力线载波通道。②电流分相相位比较。每相电流各需一个通信频道。因为兼有独立选择故障相的功能,用在 500 kV 及以上特高压传送重负荷的同杆双回线路上时更具有优点。一般与微波通信设备复用。

**用途** 只用两端电流量比相,工作原理与装置结构简单,是应用较为广泛的超高压中、短线路的主要保护装置,但较少用于长距离线路。

(张延龄)

dianneng zhiliang

**电能质量** (quality of electric energy)

电力系统对用户供电的规范条件。

在一个理想的交流电力系统中,电能是以一恒定的工业频率(50 Hz 或 60 Hz)和正弦的波形,按规定的电压水平向用户供电。在三相交流电力系统中各相电压和电流应该是幅值相等,相位差 120°的对称状态。所以,电能质量一般用频率、电压、波形和三相电压、电流的不对称度来衡量。

电力系统中各种发、输、配电设置和用电设备一般都是按额定工业频率和各种电压等级的额定电压来设计的,在这种电能质量的条件下,电气设备的运行性能是最佳的,效率是最高的。任何频率和电压对额定值的偏移都将影响这些设备的运行性能和效率,以及由这些设备所生产的产品质量和数量,同时也会缩短各种设备的寿命。所以,各国和各电力系统为了保证电气设备的正常运行,都规定了相应的频率和电压质量标准(见频率质量和电压质量)。

理想的电压波形是正弦形的,但是由于各种非线性负荷的接入,使电压和电流波形发生畸变,出现各次

谐波。在三相交流电力系统中,大容量单相负荷的出现,单相负荷在三相系统中分布的不均匀性,单相负荷投入断开的随机性,以及电力系统各相元件阻抗的不等,都会使对称的三相系统中出现负序和零序的电压和电流分量。电力系统中的谐波和负、零序分量都将影响各种电力设备和通信线路的正常运行性能,所以各国及各电力系统也都拟定了管理电力系统谐波的规定和电力系统不对称度的标准(见波形质量及电压和电流不对称度)。

此外,电力系统频率的波动,电压的波动和闪变(波动的幅值和频率),直流输电系统中的电压脉动,供电的连续性(年不停电时间)等也都是考核电能质量的指标。

(韩祯祥)

dianping

**电平** (level) 一种表示电功率相对大小的参数。电平值一般是两点功率  $P_1$  和  $P_2$  比值的对数值,单位是分贝(dB)或奈培(Np)。这与人耳对声音能量的感觉符合于对数关系是一致的。电平的分贝值为  $10\lg \frac{P_2}{P_1}$ ,奈培值为  $\frac{1}{2} \ln \frac{P_2}{P_1}$ 。若两测试点的阻抗相同,

则分贝与奈培值也可用  $20\lg \frac{U_2}{U_1}$  及  $\ln \frac{U_2}{U_1}$  公式计算,式中  $U_2$ 、 $U_1$  为两测试点的电压值。

在国际标准和中国国家标准中,已统一规定以分贝为电信传输单位来衡量电信网络各点电信号的强弱。如在电信网络中,从 1 点到 2 点信号传输有增益,  $P_2 > P_1$ , 则电平值为正数。反之,如 1 点到 2 点介入了衰减,  $P_2 < P_1$ , 则电平值为负数。衰减可以看作负的增益。引入电平概念,可以大大简化电信传输中的复杂运算工作。

下面列出常用的几种分贝导出单位的符号及其意义。

(1) dBm。相对于 1 mW 基准功率值,以分贝表示的绝对功率电平符号。计算式为  $x\text{dBm} = 10\lg \frac{P}{1\text{ mW}}$ , 式中  $P$  为测试点的功率值。0 dBm 相当于 1 mW。30 dBm 相当于 1 W。

(2) dBr。测试点与所选定的传输参考点之间以分贝表示的相对电平符号。计算式为  $x\text{dBr} = 10\lg \frac{P}{P_{ref}}$ , 式中  $P_{ref}$  为所选定的传输参考点的功率。因此,如以 1 mW 信号加在系统的零相对电平点,设系统没有限幅作用,则在  $x\text{dBr}$  相对电平点处测得的功率电平为  $x\text{dBm}$ 。



(3) dBu。取 0.775 V 为基准电压值，以分贝表示的绝对电压电平符号。计算式为 $x\text{dBu}=20\lg\frac{U}{0.775\text{ V}}$ ，式中  $U$  为测试点的电压有效值，0.775 V 为 1 mW 功率消耗在 600 Ω 纯电阻上的电压有效值。绝对功率电平 dBm 和绝对电压电平 dBu 是绝对电平的两种表示方法。对一个测试点所测得的两种绝对电平在数值上相差一个常数，即  $x\text{dBm}-x\text{dBu}=10\lg 600/Z$ ，式中  $Z$  为测试点阻抗值。当  $Z=600\text{ }\Omega$  时  $x\text{dBm}=x\text{dBu}$ 。

(4) dBm0。以分贝表示的零相对电平符号。即在某测试点上被测信号的绝对功率电平与该点上测试信号的绝对功率电平的差值。例如，载波系统中某点的测试信号（800 Hz）电平为 -10 dBm，被测信号（导频）电平为 -24dBm，则导频信号的零相对电平为 -14dBm0。如各种信号在系统中同等地放大或衰减，则它们的零相对电平值在系统各点均保持不变。

(5) dBm0p。其意义和 dBm0 相同，只是电平是用噪声计（电话加权）测量，而不是用响应平坦的电平表测量。

（姜咸宁）

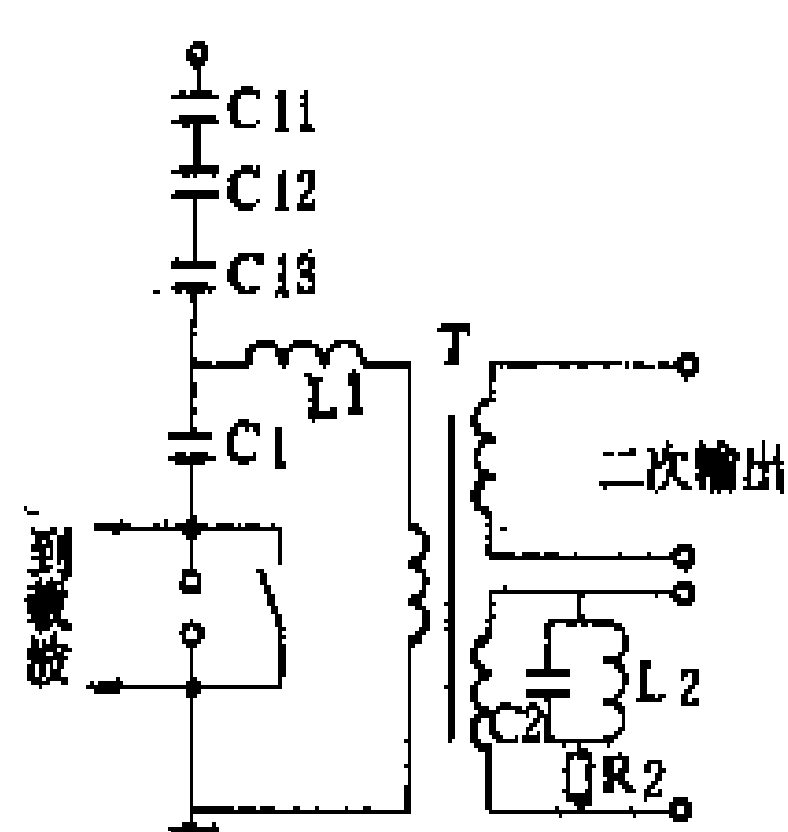
dianrongshi dianya huganqi zantai wucha

**电容式电压互感器暂态误差**（transient error of capacitor voltage transformer）当一次电压发生突然变化，电容式电压互感器的二次输出电压中，因出现附加的短时暂态电压而造成的电压传变误差。出现这种现象，是电容式电压互感器的一种固有特性。

影响 电容式电压互感器的暂态误差，对装设在弱电源侧（电源阻抗远大于线路阻抗的短线路上）的瞬时距离继电器的测量精度，影响很大；同时也影响快速方向继电器在母线故障时的方向判别能力。在这些情况下，继电器安装点故障后的一次工频残余电压很低，或为零，在故障后的短时间内，通入继电器的电压中，暂态分量电压占了极大比重，甚至只有暂态分量电压，从而妨碍这些继电器的正常工作。需要考虑有效措施解决。

由于互感器本身暂态过程的影响，在系统的某些重大操作中，例如空载线路由带电情况下断开然后进行重合闸，无论在第一次断开或重合闸后，装设在线路上的电容式电压互感器的二次输出电压中，将出现许多一次系统中根本不存在的假象，不能如实反映一次电压变化暂态过程的实际情况。

来源 电容式电压互感器二次输出电压中的暂态电压，主要来源于为了使正常的二次输出电压和一次输出电压同相所专门设置的补偿电抗器，它与分压电



一种 500kV 电容式电压互感器接线示意图

C11、C12、C13、C1—分压电容器；L1—补偿电抗器；T—中间变压器；L2、C2、R2—构成阻尼回路的电感、电容及电阻

一种 500kV 电容式电压互

容器两者形成振荡回路，在一次电压突变时产生电磁暂态；也来源于抑制铁磁谐振而在二次端子上并入阻尼回路等的暂态响应。图中是一种实际 500 kV 电容式电压互感器的接线示意图。当一次电压突变时，在这种电容式电压互感器的二次输出电压中，将出现两种频率的暂态电压：一是频率较高、衰减较快的分量；另一是频率低，衰减较慢的分量。

标准 国际电工委员会（IEC）推荐标准出版物 186 对电容式电压互感器的“暂态响应”有如下规定：“当在高压端与地短路情况下，电容式电压互感器的二次电压值应在额定频率的一个周波内衰减到低于短路前峰值的 10%。”这条规定，指的是当一次电压波为零或者是为最大值时发生短路这两种情况中的较大者。

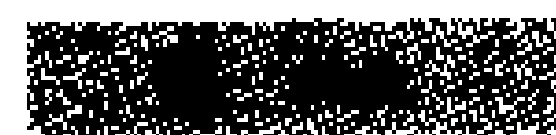
（王梅义）

dianya dengji

**电压等级**（voltage classes）电力系统及电力设备的额定电压级别系列。额定电压系指电力系统及电力设备规定的正常工作电压，即与电力系统及电力设备某些运行特性有关的标称电压。电力系统中各点的实际运行电压容许在一定程度上偏离上述额定电压，在这一容许偏离范围内，各种电力设备以及电力系统本身仍能正常地运行。制订电压等级系列是电力工业发展的一项战略性课题，是电工领域一项重要的技术决策。

某一特定输电工程的电压等级选择主要取决于两个因素，即输电容量和输送距离。根据这两个决定性因素，进行技术经济分析，可确定一合适的目标电压值。但是，如果把这样选择出来的目标电压作为实际采用的输电电压，那么一个国家甚至一个系统将具有许多电压等级。众多的电压等级不仅会增加设备制造和电力系统调度管理的困难，更重要的是影响大电力系统的形成和发展，因而从全局来看，无论经济上或技术上都是不可取的。相邻电压级差太小还会造成电力网结构复杂、难以实现“分层分区”经济运行与控制潮流、重复变压、网损大等一系列弊端。在国际上，合理简化电压等级系列已形成一个总的趋势。

每引入一个新的电压等级时，应全面考虑下列因



素,进行全局性的技术经济综合分析比较,然后作出决策。

(1) 国家在今后 15~25 年的电力工业发展速度与规模,各电力系统的电力负荷增长水平与大致分布,电源构成与布局,各主要发电厂规模与装机容量。

(2) 新电压等级和现有电压等级之间的配合,以及和下一个更高电压等级的配合。

(3) 新电压等级输电线路在系统中的作用。

(4) 新电压等级输电线路的可靠性以及它对整个系统可靠性的影响。

(5) 新电压等级在技术上实现的可行性。

如果新的电压等级选得太低,它的传输能力不能满足电力系统在此后 15~25 年的发展需要,结果势必被迫提前引入另一级更高的电压;如果选得太高,又可能导致初期投资过大,实际可送的电力不足,不能充分发挥投资效益等。

一般认为:在一个电力系统中,相邻两级电压之比取 1.7~3.0 是比较合适的。

中国国家标准 GB156—80《额定电压》中规定的电力系统额定电压等级如下:3, 6, 10, 35, 63, 110, 220, 330, 500, 750 (待定) kV。

根据前面所说的相邻级差不宜太小的原则,可以认为上述电压等级中的 35 kV 与 63 kV、63 kV 与 110 kV 不宜在同一地区性电力网中并存;330 kV 与 500 kV、500 kV 与 750 kV 不宜在同一输电系统中并存。中国的电力系统除西北系统现采用 330/(220)/110/(35)/10 kV,东北系统采用 500/220/63/10 kV,其他系统均采用 500/220/110/(35)/10 kV。

按照电力网结构和运行特性上的差异,1000 kV 及以上的电压称为特高压(ultra high voltage);330~750 kV 称为超高压(extra high voltage);3~220 kV 称为高压(high voltage),也有将 220 kV 列入超高压的。3~35 kV 也可称为中压(medium voltage);0.4 kV 及以下则称为低压(low voltage)。

目前世界各国所采用的电压等级系列大致上可分为三类:①美国、日本、加拿大、苏联多采用 500/220 (275, 230)/110 kV 系列;②苏联、美国、加拿大有的系统也采用 750 (765)/330 (345)/110 (154) kV 系列;③西欧及北欧国家采用 400 (380)/220/110 (138) kV 系列。

国际大电网会议(CIGRE)超高压电压标准化国际工作组早在 1962 年就曾建议下列三点。

(1) 已采用 220 kV 或 275 kV 为主的国家,最好选用 500/230 kV 电压系列。

(2) 已采用 330 kV 或 345 kV 为主的国家,最好选用 750/330/110 kV 电压系列。

(3) 在一个国家内,以选用一种电压系列为宜,以免额定电压不同的电力系统互联时,需要安装专用的互联变压器。

国际电工委员会(IEC)在 1975 年第 38 号推荐标准中也曾指出:或者采用 500/220 kV 系列,或者采用 750/330/110 kV 系列。相邻电压等级之间的比值,最好能超过 2。在 1977 年 8 月第一版修正本中又推荐如下两点。

(1) 任何一个国家或一个大国的某一地区内,在 220 kV 和 330 kV 二者中只能选用一种电压;在 330 kV 和 400 kV 二者中,以及在 400 kV 和 500 kV 二者中,也只能选用一种电压。

(2) 330 kV 这一级电压列于括号内,属非推荐值。建议在新的电力系统中不要再采用这一级电压。

这些国际电力、电工组织所提出的推荐与建议综合反映了世界各国在电网建设和发展超高压电压等级中的经验与教训,可资借鉴。

#### 参考书目

IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms. IEEE, 1984

(赵智大)

dianya he dianliu buduichendu

**电压和电流不对称度** (unsymmetry of voltage and current) 三相交流电力系统中各相电压和电流幅值和相位的不对称程度。

产生电压和电流不对称的原因 理想的三相交流电力系统中,各相电压和电流的幅值相等,相位差 120°。但是由于下列一些原因,使三相的电压和电流不对称。

(1) 配电系统低压侧的多数负荷是单相电气设备(如电灯、电视机、冰箱等),这些负荷往往是不均匀分配在三相上,而且其投入和断开的时又有大的随机性。

(2) 大功率的单相高压电气设备的应用,如单相电气机车,单相感应炉,电弧炉等。

(3) 三相系统中各元件的参数不等,如不完全换位的架空线路,其三相阻抗值不相等。

(4) 非全相运行,如单相重合闸时的单相线路断开或双回路并列线路中断开一相。

(5) 故障时的严重不对称情况,如单相或两相短路,这是瞬时性的不对称情况。

三相电流(或电压)的不对称度通常以相电流(或电压)之差与额定相电流(或电压)之比的百分值表示。在没有高次谐波时,也可用对称分量法将不对称的三相电压和电流分解为正序、负序和零序三组对称分量



之和,电压和电流的不对称度可用负序和零序分量相对于额定值的百分比来表示,如电压的不对称度用负序电压分量和零序电压分量表示时为

$$U_2\% = (U_2/U_0) \times 100$$

$$U_0\% = (U_0/U_0) \times 100$$

式中 $U_2$ 、 $U_0$ 和 $U_0$ 分别为电压的负序分量值、零序分量值和额定值。

零序电压即系统中性点对地的电位,零序电流的三倍值即流经中性点的电流。

电压和电流不对称的影响 一般归纳如下7点。

(1) 电力系统不对称的运行方式使三相电压幅值不相等。所以,对于单相负荷来说,即使在三相系统的同一点上,有可能某一相电压太高,而另一相电压太低。如果电压超出允许的偏移范围,就不能使用户正常运行。(见电压质量)

(2) 负序电流在同步电机中产生相对于转子转速2倍的反方向旋转磁场,这将在转子和定子中产生附加损耗和转子的振动。负序电流同时产生有功功率的振荡和连接发电机与原动机轴上的机械过应力。所以,在长期运行中,对于汽轮发电机各相电流之差不应超过10%额定电流(相应的负序电流分量不超过6%~7%额定电流),对于所有其他凸极发电机及补偿机的不超过20%额定电流。

(3) 异步电动机的负序阻抗是正序的 $\frac{1}{5} \sim \frac{1}{8}$ ,

所以即使不大的电压负序分量(1%额定电压),将得到很大的不对称电流(7%~9%额定电流)。这种负序电流使电机产生附加发热,减少有用转矩相应的电机功率,并有振动发生。

(4) 星形-星形接法并有中性点接地的变压器对于负荷的不对称特别敏感,因为这种变压器有很大的零序阻抗,当有不对称负荷电流通过时,使输出电压的不对称度增大。

(5) 不对称情况下,三相功率不等,个别相达不到额定功率,所以影响并联电容器及整流器桥阀等的总功率。

(6) 影响仪表精度、继电器的动作正确性等。

(7) 零序电流对邻近送电线路的通信线路发生干扰,严重影响通信线路的正常运行。

限制电压和电流不对称的措施 为了限制电压和电流不对称对电力系统中各种设备的影响,一般要求电压不对称度的值小于2%,同时可以采取限制电压和电流的不对称度。

(1) 均匀分布单相负荷(负荷的功率、使用的时间及设置的地点等)。

(2) 应该尽量使电力系统各元件的参数相等。

(3) 减小变压器及中性线(包括中性点接地阻抗)的阻抗。

(4) 装设专用的对称化装置,对大容量的单相负荷应考虑相应的补偿装置。

(韩祯祥)

dianya huitu duanxian bisuo baohu

**电压回路断线闭锁保护** (secondary voltage failure blocking protection) 防止因电压互

感器二次回路短路、断线致使有关继电保护装置(如距离保护装置)误动作的闭锁元件(或回路)。当电压互感器二次回路发生短路故障引起电压互感器二次回路一相、两相甚至三相断开时,应保证使可能误动作的保护装置不向断路器发出跳闸命令;同时,在正常情况下,当电力网发生短路故障时,能可靠地不妨碍保护装置的正确工作。电压回路断线闭锁元件可按零序电压与零序电流不同时出现,按比较同一电压互感器两组二次绕组或接于不同一母线的不同电压互感器的两组绕组输出电压不相符等基本原理构成。

在距离保护中,采用故障电流起动方式,虽可以防止因电压二次回路故障引起的误动作,但仍需设置电压回路断线闭锁回路以及时发出警报,同时对保护实现辅助闭锁作用。

(李振和)

dianya jidianqi

**电压继电器** (voltage relay) 以电压为动

作参量的继电器。当输入电压大于某一预定值动作的电压继电器称作过电压继电器;当输入电压低于某一预定值动作的电压继电器称作欠(低)电压继电器。常用的输入电压量有:直流量、交流相电压或线电压量及交流相序(主要是负序、零序)电压分量。按构成原理可分:电磁型、感应型、整流型、晶体管型、集成电路型及数字型等。

电压继电器是继电保护装置及安全自动装置中使用广泛的一种基本元件。

(李振和)

dianya jiancedian

**电压监测点** (voltage monitoring point)

监视电力系统电压值和考核电压质量的节点,亦称电压监视点。它一般选定在区域性大型发电厂的高压母线,枢纽变电所的低压母线,带有大量直配负荷的发电厂母线和重点用户母线等。电压监测点的电压质量应有代表性,若电压监测点的电压合格,则其他点的电压质量也可认为基本满足要求。



电压监测点应装设电压指示仪表和记录仪表；有条件的还应装设通向调度所的电压遥测装置。

(沈培厚)

dianya zhiliang

**电压质量** (voltage quality) 对电力系统运行电压和供电电压值的规范要求，一般用电力网各节点电压值对额定值偏移的大小来表示，是电能质量的一个重要技术指标。电压偏移常用百分数表示。中国电压偏移允许范围作如下规定：①35 kV 及以上电压供电并对电压质量有特殊要求的用户，正常情况时为 $\pm 5\%$ ；②10 kV 以下高压供电和低压电力用户为 $\pm 7\%$ ；③低压照明用户为 $+5\% \sim -10\%$ ；④220 kV 及以上枢纽变电所一次侧母线的运行电压正常情况下应不低于 $0.95 \sim 1.0$  额定值，二次侧母线电压的波动范围正常应不超过 $10\%$ ，事故后电压应不低于 $0.95$  额定值。

**电压质量对电力系统的影响** 电压偏移过大对电力系统运行有不利的影响。对于占负荷比重最大的异步电动机，电压过低时转差将增大，绕组中电流增大，温升增加，效率降低，寿命缩短。电动机转速的下降同时将影响用户产品的产量和质量。电压降低时，发电厂中由异步电动机拖动的厂用机械（如风机、泵等）出力将减小，影响到锅炉、汽轮机和发电机的出力。用户的电热设备，将因电压降低而减小发热量，使产品产量和质量下降。电压过低时将减小白炽灯的发光效率，各种电子设备也不能正常工作。当电压太高时，电气设备的绝缘会受到损害。变压器和电动机由于铁芯饱和，损耗和温升都将增加。照明设备在电压过高时寿命将明显缩短，例如电压偏移 $+10\%$ 时白炽灯寿命约缩短一半。

由于冲击负荷（如轧钢机等）引起的电压突然下降和冲击过后的电压恢复现象，叫做电压闪变。这种现象对冲击负荷附近的用户会产生不良的影响，如灯光闪烁，所以要采取专门的快速电压补偿措施，如静止补偿器。

在电力系统无功功率不足的情况下，当某些中枢点电压低于某一临界值，将发生负荷无功功率的增加量大于系统向该点提供的无功功率增加量，使无功功率缺额增大，电压进一步下降，如此恶性循环的结果，使该中枢点电压急剧地下降到很低的水平，这种现象称为“电压崩溃”。电压崩溃后，大量电动机将自动切除，某些发电机将失去同步，最后导致系统解列和大面积停电（见电力系统电压崩溃）。

**无功功率对电压的影响** 电力系统中潮流的变化，特别是无功功率潮流的变化，使电力线路和变压器的电压损耗发生变化，并引起各节点电压的变化。电力

负荷的变化是引起潮流变化的一个主要原因。系统运行方式的变化，例如某些变压器或线路退出运行，电力网接线方式改变及某些电源退出或投入运行等，也是引起潮流和电压变化的一个重要原因。

高压线路和变压器的电压损耗主要取决于通过的无功功率。如果负荷的无功功率由电源经过很多环节提供，则其引起的电压降必然很大。因此要合理地配置无功功率电源，做到就近供应无功功率。这样不但能提高电压水平而且能减小电网中的有功功率损耗，同时还能减小电网中无功功率的变化幅度，减小各节点电压的波动。同样，提高负荷的功率因数，也能起同样的作用。因此，电压的调整与无功电源配置、负荷无功功率的补偿、电力网中无功潮流的调整以及运行的经济性都是密切相关的，必须整体研究确定。

电力系统的无功电源，除了同步发电机外主要有：并联电容器、同步调相机及静止补偿器等无功补偿设备，以及高压线路的充电功率。

**并联电容器** 最经济方便的补偿设备，用户中常用它来提高功率因数，系统中多分散装在降压变电所内，但当电压下降时，它输出的无功功率与电压平方成正比地减小，电压调节效应很差，这是它的主要缺点。

**同步调相机** 不仅能输出无功功率，欠激时还能从系统中吸取无功功率，而且在自动电压调节器作用下能自动保持电压，提高系统的稳定性。它多装设在枢纽变电所内，缺点是投资大，运行维护复杂，运行费较大。

**静止补偿器** 具有调相机的功能，而且调节速度快，使用日益广泛，但投资较大。

电力系统无功电源的总容量应能满足负荷（包括电网无功损耗）的需要，并有一定的备用容量。无功容量不足会造成系统电压水平下降，使其他调压措施也不能发挥作用。

**调压措施** 电力系统常用的调压措施主要有：发电机调压、变压器调压和无功补偿设备调压。

**发电机调压** 发电机的自动电压调节器能保持端电压基本不变。改变电压调节器的设定值即可改变其端电压，并改变电网中的无功潮流，使部分电网的电压得到调整。各发电厂发电机（以及调相机）电压的协同调节，可以调整大片电网的无功潮流和电压。

**变压器调压** 通过改变分接头位置即改变变比进行调压。应选择一适当的变压器变比，使在运行时变压器高压或低压侧有合适的电压水平，但固定变比不能改变电压变化的幅度；有载调压变压器能在运行中随时改变变比，调节电压的偏移，适用于电压变化幅度大的地方。

**无功补偿设备调压** 分组切除或投入并联电容器



或并联电抗器,改变调相机或静止补偿器的电压设定值进行调压。

**电力系统电压管理和调整** 一般采用分区管理和集中管理相结合的办法。各地区负责控制本区电力网的电压,并就地解决无功功率的平衡;系统调度中心负责控制主干电力网中主干输电线和环网的无功功率分布,以及主要中枢点(发电厂母线、枢纽变电所母线等)的电压。

对于现代大型电力系统,也研究采用集中自动控制系统,它的功能应能同时满足:①系统各主要中枢点的电压保持在给定的范围内;②系统的线损达到最小;③各种电压·无功功率调节设备运行在允许的范围内。(见无功功率与电压自动控制)

#### 参考书目

电力工业部. 电力工业技术管理法规. 北京: 电力工业出版社, 1980

(吴国炎)

dianya zhongshudian

**电压中枢点** (voltage pilot node) 发电厂和枢纽变电所具有调整电力系统电压能力的母线,又称电压监控点或电压监测中枢点。电力系统调度部门一般根据电力系统负荷的季节特点和高峰低谷变化,规定一天内每小时的电压值(也称电压曲线)作为电压中枢点运行电压的调整依据。

(沈培厚)

dianyuan fazhan gui Hua

**电源发展规划** (power sources expansion planning) 研究规划期内各种电源的开发顺序,确定电源建设的项目、布局、容量及进度。其目的是满足规划期内的电力负荷需要,并使电力系统获得最大的经济效益。它是电力系统发展规划的组成部分。电源发展规划的主要内容有:①确定发电设备总容量;②选择电源结构;③电厂建设条件调查;④电源建设方案优化;⑤提出电源建设项目表。

近20年,环境保护问题突出,在规划各类电源(包括水、火、核等)时,都要考虑对环境的影响。

**确定发电设备总容量** 规划期内应该达到的发电总容量,是根据预测的电力负荷进行电力平衡所确定的。它由工作容量及备用容量组成。在实际电力系统中,发电厂由于自然条件及设备缺陷等原因不能按装机容量满发而形成受阻容量。某些水电厂调节性能较差,为多发季节电能节省火电燃料的重复容量不能替代工作容量。为保证系统安全可靠地向用户供电,系统发电总容量在扣除受阻容量及水电重复容量后,应该

大于系统需要的工作容量及备用容量之和。在确定建设规模时还应补充系统的退役容量。(见电力系统电力平衡)

系统发电总容量,还可以用系统预测的年发电量,按发电设备利用小时数近似地确定。根据经验,年平均设备利用小时数约5000h,即可保证电力系统正常供电。因此系统年发电量除以5000h即得系统发电总容量。

**选择电源结构** 根据地区动力资源的条件确定各类型电厂容量。电源发展规划首先要根据规划地区动力资源的特点和国家能源政策,确定合理的电源结构(即各类电源的比重)。再对各类电厂在电力系统中的作用进行合理分工,以便正确选择各类发电厂的容量及功能。

**电源分类及特性** 按所用的能源种类分为水电、火电和核电(参见彩图插页第11页16图)。其他能源因占系统发电设备总容量的比重小,一般在电力系统规划中不予考虑。

(1) 水电。利用河流径流及落差进行发电。按集中落差的方式可分为坝后式和引水式;按水库调节能力的大小可以分为无调节能力的径流式及有调节能力的日调节、周调节、年调节及多年调节式。此外还有抽水蓄能式。水电的特性为:①出力与河川的天然流量有关,而流量在不同年份及不同季节都有变化;②水电出力调节功能与水库调节能力有密切关系,日调节以上的水电厂可以担任调峰及负荷备用,年调节以上的水电厂还可以担任事故备用;③起停方便,能快速适应系统负荷的变动;④建设水电时往往有灌溉、防洪、航运等综合效益。因此,安排水电运行方式时,应考虑综合利用的需要;⑤抽水蓄能式电厂,能为系统调峰填谷及作系统的短时备用,可改善其他电厂的运行方式,提高系统供电可靠性。

(2) 火电。利用煤、石油、天然气等作为燃料进行发电的通称,其中包括热电联产的热电厂。根据电力系统的需要,火电厂可以担任基本负荷,也可以按要求担任腰荷及峰荷,运行灵活、使用广泛,在电力系统中起着重要作用。火力发电的主要特性为:①与水电比较,火电受外部条件影响较小,凝汽式和抽汽供热式机组的最大工作容量可以达到额定容量,背压式供热机组(多为小型机组)的发电出力则会受到热负荷的影响;②供热式电厂只有热电联产才能取得较好的效益,因此必须与热力用户配合建设,一般容量不大,只能作为地方电厂或企业自备电厂;③除专为调峰而设计的机组外,大容量高温高压机组起停比较困难,最小出力为额定容量的70%左右,每分钟允许的负荷变动为2%~3%,适宜带基本负荷;④燃气轮机起停方便,宜带

系统尖峰负荷。

(3) 核电。以受控的核反应堆为动力的电厂。它的特性为：①燃料运输量极少，仅为以煤炭为动力相同容量火电厂的十万分之一，不排放灰渣及烟尘，可减轻交通运输及环境保护的压力；②核电厂适宜担任基本负荷，此时，一般应配套建设抽水蓄能电厂，以解决系统的调峰问题；③核电厂的投资高，建设周期长，但有些核电厂的发电成本低于以煤为燃料的火电厂的发电成本。

**电源结构的选择原则** 根据规划地区内拥有或可能从外部得到的发电能源的种类、数量和价格来决定电源结构。其主要原则是：①保证发电能源的稳定供应；②提高发电能源供应的经济性。尽可能的降低电能成本，以求得向用户提供廉价的电力；③适应负荷变动的需要，保证供电的可靠性。

(1) 保证发电能源的稳定供应。一般优先考虑本地区、本国的发电能源优先开发。在资源不足的情况下，再考虑由外地区或外国购买。20世纪60年代，中东石油产量大增，价格便宜，世界各国的火力发电厂大量烧油。1973年石油危机出现，油价猛涨，各国电力工业力求减少对进口石油的依赖，有资源的国家如英、美，在自己增产石油的同时，继续建设烧煤电厂。缺乏资源的国家，则力求能源多样化，或大量建设核电厂（如法国），或建设液化天然气电厂（如日本）。即使进口石油，也从多国进口，并增加石油的储存量（某些国家已达92天）。

(2) 提高发电能源供应的经济性。根据目前技术水平，发电能源还只能采用传统的常规能源，即水力、煤炭、石油、天然气和核能。水力是再生能源，虽然水电厂造价比火电厂的高，但发电成本低。发达国家在其发展过程中都优先开发水电。欧洲、北美和日本的水电开发利用率分别达到45.2%、55.3%和66.95%（1990年）。可以认为这些地区适于经济开发的水电厂基本开发完毕。但中国水电资源理论蕴藏量680 GW，可开发容量为378 GW，目前只开发约30 GW，还应加速开发。由于世界石油资源有限，不少专家认为还可用几十年到百余年的时间，应该供应那些必需用油的设备，如汽车、飞机等，不应用于发电。中国探明的石油储量不多，已经确定不再建烧油电厂，原来烧油的电厂陆续改为烧煤。利用天然气发电，也与烧油电厂有同样的优点，但不易储存，运输费用极高，只有天然气源能稳定供应20~30年的情况下才是经济的。全世界煤炭资源丰富，烧煤电厂仍将大量的发展。但煤炭的开采、运输以及电厂的环境保护均较困难，需要努力克服。中国的煤炭资源丰富，截止1990年末，全国保有储量954.4 Gt，中国火电厂将主要靠烧煤发电。核电厂初投资大，

但燃料运输量小，运行费用低，无烟尘污染，可在缺少能源而又不便于接受外来电源的地区发展核电。从世界能源需求增长和化石燃料短缺以及为了保护环境而必须限制化石燃料消耗量的角度来看，核电必将得到更大的发展。总之，应通过技术经济比较选择合理的电源结构，以降低电能成本。

(3) 适应负荷变动的需要，保证供电的可靠性。随着电力系统规模的增大，日负荷的峰谷差值越来越大。为了经济合理地向负荷供电，电力系统内的电厂就必须适当分工。各类电厂的分工原则如下：①尖峰负荷电厂主要是由具有调节水库的水电厂、火电厂中的调峰机组、抽水蓄能电厂和燃气轮机电厂承担；②承担腰荷的电厂主要是腰荷火电厂、引水道较长且调节池较小的水电厂、抽汽供热机组的凝汽发电部分；③基荷电厂由基荷火电厂、核电厂、热电厂的供热强制出力、径流水电厂或为灌溉、航运等综合利用放水而发出的强制出力等承担。各电厂的工作位置应通过技术经济比较确定。

**电厂建设条件调查** 查清规划地区内可能建设的水电厂、火电厂及核电厂的建厂地址并提出建厂的技术经济指标。

电厂建设条件调查的工作深度，应与规划工作的深度相适应。对于长期规划，水电厂可进行普查或河流水电规划，火电厂则作重点踏勘。对于中期规划，水电厂应完成可行性研究报告，火电厂至少应完成初步可行性研究报告（见电源建设前期工作）。

电厂建设条件调查所获得的可建电厂总容量应远大于规划期内所需要的建厂容量，这样才有可能进行优化选择。

**水电厂的建厂条件** 根据河流分布、地形、地质、地震、交通运输、淹没损失、生态环境影响、与负荷中心的距离等条件，选择水电厂的坝址。如果规划地区的水力资源贫乏或虽有一定的水力资源，但调节性能不好，则还要对可供修建抽水蓄能电厂的地址进行调查。

**火电厂的建厂条件** 根据煤、水资源、交通运输、用电负荷分布、出线走廊、除灰及环境保护等条件进行选择。诸条件中水是必要条件，每百万千瓦补充水的消耗约1 m<sup>3</sup>/s。一般要靠近江、河、湖、海或地下水富集地区。火电厂虽可用空气冷却（可节水60%），但经济性较差。火电必须立足于煤，一般可以建在煤炭产地（坑口），也可建在运煤必经的路口、港口。靠近负荷中心一般建厂条件较差。但为了保证供电可靠，在负荷中心保持适当的电源自给仍是需要的。

**核电厂的建厂条件** 核电厂的特点是燃料运输量小，可以靠近负荷中心。但用水量大（比同容量烧煤电厂耗水量多20%左右），一般靠近大江、大河或沿海建



厂。为了保证核电的安全可靠,对工程地质、地震、防洪条件等有较高的要求。核电厂厂址宜选在人口密度较低的地区,离城镇要有适当的距离。

**电源建设方案优化** 很多国家通过对方案进行技术经济比较,选择最优电源建设方案,以获取最大的经济效益。但有的国家采用标准机组、标准电厂,并不对每个电厂、每台机组进行优化,这样可以大大降低基建造价,简化管理。电源优化可以用常规的经济评价方法,也可以用数学模型(见电源优化数学模型)。常规的经济评价方法有项目经济评价及综合经济评价两种。

**项目经济评价** 按发电工程项目进行经济评价。它可以初步评定项目的经济性。通常采用的有建设单价法、替代电站法、内部收益率法等。

(1) 建设单价法。最广泛使用的建设单价为单位千瓦投资及单位千瓦·时发电成本。它是每个发电工程都必须计算和考核的经济指标。水电厂还按多年平均发电量计算单位千瓦·时的投资。

(2) 替代电站法。初步评价水电项目经济性的方法之一。取一作为经济性评价尺度的基准火电(一般称替代电厂),以此基准与水电项目进行比较。不同的水电方案引起电力系统供电能力的余缺均由基准火电来替代,以保持系统电力平衡。如某水电厂投入则将引起替代电厂容量减少,计算出节约的基准火电的费用( $V$ ),再与水电厂的支出费用( $C$ )进行比较。当 $C/V > 1.0$ 则此水电厂与基准火电比较就不经济;反之,如 $C/V < 1.0$ ,则水电较基准火电经济。从而可以得到概略的经济评价结果。

(3) 内部收益率法。内部收益率(IRR)是指计算期各年净现金流量现值累计等于零的折现率,即 IRR。求出的 IRR 可与行业的基准收益率 $i_c$ 或社会折现率 $i_s$ 相比较。当 $IRR \geq i_c$ 或 $IRR \geq i_s$ 时,方案是经济的。进行多方案比较时,IRR 大的方案经济性好。

按项目进行的经济评价,没有把电力系统看成一个整体,没有考虑与其他电源的关系和本项目投产前后系统的状况。电源建设对输变电工程的影响也难以正确计算,因此这种评价方法具有局限性。

**综合经济评价** 将新建电厂作为电力系统的组成部分,从电力系统整体出发评价电源建设方案的经济性,因此要对不同的电源建设方案进行规划地区的电力系统投资及年运行费用计算。进行年运行费用计算时,采用电力系统最佳运行方式。

电源建设方案的综合经济评价是在同等满足供电的要求下进行方案比较,其效益是基本相同的。按中国《建设项目经济评价方法》的规定,应该用“最小费用法”。可根据不同情况选用费用现值比较法或年费用比较法。

经济评价的结论是推荐方案的一个因素,还应当结合其他条件进行分析,以期得出一个符合电力建设方针、水电的开发得到重视、燃料流向合理、供电可靠、有可能实现的最优电源建设方案。

**提出电源建设项目表** 根据推荐的电源建设方案,进行电力平衡,按电力负荷发展的需要及实现的可能性,列出规划期内的电源建设项目表。该表是电源发展规划的结论及成果。表中应包括每一项目的建设规模、建设进度及投产年限。该表也是有关部门安排建设项目前期工作的依据。

根据电源发展规划的结论,还应对相关部门,如电机制造、燃料供应、交通运输等提出要求,以配合电源规划的实现。

#### 参考书目

国家计委. 建设项目经济评价与参数. 北京: 中国计划出版社, 1987

(曹 俊)

dianyuan jianshe jihua

**电源建设计划** (power sources construction planning)

电力系统中水电、火电及其他类型发电厂的建设计划。电源建设计划在电力系统中期规划的基础上,在主管计划综合部门的指导下编制。中国分五年计划及年度计划。五年计划是电力工业发展的纲领性文件,规定五年的建设规模,新增生产能力及基本建设投资额等。年度计划是在五年计划框架内的具体实施计划,通过年度计划保证五年计划的完成。年度计划还应考虑当年资金、物资及劳动力的平衡。电源建设计划的主要内容是:①负荷预测;②电力电量平衡;③确定电源建设规模(亦称在建规模);④制定基本建设项目投资计划及新增生产能力计划;⑤综合平衡。

**负荷预测** 电源建设计划一般不超过五年,一般有国民经济及社会发展计划作为编制电源建设计划的依据。因而通常采用用电单耗法预测所需电量,以大用户负荷总加并考虑同时率的方法或用最大负荷利用小时法预测负荷(见电力负荷预测方法)。

**电力电量平衡** 根据预测的电力负荷及电力系统中期规划推荐的电源建设方案,进行电力电量平衡,确定计划期内应投产的发电容量(见电力系统电力平衡和电力系统电量平衡)。

**确定电源建设规模** 电源建设规模(亦称在建规模)与电力系统需要的当年投产容量(应考虑补充退役的容量)、电源结构及建设周期有关,而建设周期又因电厂类别的不同而各异。为保证今后若干年内有一个稳定增长的投产容量,每年必须保持一定的在建规模。建设周期愈长,要求在建规模与当年投产容量的比值



愈大。由于机组容量和电厂规模的逐渐增大,环境保护要求的提高,使得建设周期延长。当年在建规模与当年投产容量的比值:日本70年代为5~7.7;苏联1975年为6.2,1980年为8.4;美国1960年以前为5左右,1970年为7.5,1980年又增高至17.2;巴西水电比重超过80%,故其当年在建规模与投产容量比值比较高,1976~1980年为10.2~13.1;中国70年代平均为7.42,近来由于资金短缺,比值有所下降,1986~1989年平均为7.08。为了不影响投产容量,必须努力缩短建设周期,其关键是开工准备要充分,按照合理工期保证资金和物资的供应,科学地安排施工组织计划。

制定基本建设项目投资计划及新增生产能力计划

在总的建设规模确定以后,需按项目(主要是大中型项目)编制基本建设计划,其内容包括建设项目名称、建设性质、建设规模、建设起止年度、投资来源、总投资、计划期前已完成投资额、计划期内应完成的投资额(年度计划还应列主要建设内容)及新增生产能力(投产容量)。列入基本建设计划的项目要根据各国的国情及法律和政府的有关规定办理审批手续,如中国国家计委规定:凡列入五年计划的项目,应该有批准的设计任务书;凡列入年度建设计划的项目,应该有批准的初步设计。

综合平衡 电源建设计划中主要进行:①资金平衡;②物资及设备的平衡;③施工力量的平衡。在年度计划中还要注意设计图纸交付与施工进度的平衡;建筑工程与安装工程及本年度与下年度的衔接等。

#### 参考书目

董希文. 电力企业管理. 北京:水利电力出版社, 1988

(曹 俊)

dianyuan jianshe qianqi gongzuo

**电源建设前期工作** (lead time work of power sources construction)

从电源建设项目的酝酿提出到列入年度计划开工建设以前进行的工作。水电、火电及核电前期工作的程序基本上是相同的,但由于建厂条件不同而各有特点。主要包括:①火电初步可行性研究(审定后编制项目建议书)、河流水电规划;②可行性研究(审定后编制设计任务书);③初步设计。

**火电项目建设前期工作** 包括初步可行性研究、可行性研究及初步设计。

初步可行性研究 在几个地区(或指定地区)分别调查各地可能建厂的条件,着重研究电力负荷的要求、燃料资源与供应、交通运输(包括燃料和设备运输)、水源、除灰、防洪、环境保护、文物保护、军事设施、厂

址场地的地形地貌(包括土石方量、占地、出线走廊)、地震地质、工程地质与水文地质、矿产资源分布等主要建厂条件,并结合电力系统规划,进行技术经济论证,择优推荐出建厂地区的顺序及可能建厂的厂址与规模,提出下阶段开展可行性研究的厂址方案,并为编制和审批项目建议书提供依据。

可行性研究 在已经审定的初步可行性研究和批准的项目建议书的基础上,进一步落实各项建厂条件并进行必要的水文气象、供水水源的水文地质、工程地质勘探工作和必要的水工模型试验。对车站站场改造、专用线接轨、运煤码头及专用供水水库的可行性研究,也需要同步进行。对在山区建设的电厂,还要着重研究边坡稳定与不良地质现象,环境保护和减少土石方工程量等问题。设计单位与建设单位共同研究重大技术经济原则,落实各项建厂条件(如煤源、水源、灰场、交通运输、专用线接轨、用地、拆迁、环保、出线走廊、地质及地震等),并取得原则性协议。提出电厂接入系统、工艺系统和布置方案,并经过全面的技术经济论证对厂址建厂规模、主辅机选型提出建议。估算电厂投资和评价经济效益,为计划部门编制和审批设计任务书提供依据。电厂的可行性研究报告批准后,可列入国家五年计划。

初步设计 根据设计任务书(或可行性研究报告)的要求所作的具体实施方案。它是安排建设项目和组织工程施工的主要依据。其主要内容是确定设计原则、总体布置、建设规模、发供电方案、主要工艺流程、设备选型、主要设备清单和材料用量、主要建筑物、构筑物、公用设施、生活区建设、占地面积和征地数量、劳动定员、主要技术经济指标、建设工期和总概算。在初步设计中,基础资料要正确,设计采用的各种数据和技术条件要正确可靠。设计选用的设备、材料和所要求的施工条件要符合实际。每项设计要作多方案比较,合理确定设计方案。初步设计文件的内容深度要符合建设和生产的需要。初步设计及总概算经过批准后,才能列入年度基本建设计划。

核电厂的前期工作程序与火电厂相同,但由于核电对厂址条件要求较高,在初步可行性研究之前要进行厂址评选,以确定几个厂址方案进行初步可行性研究。

**水电项目建设前期工作** 包括河流水电规划、可行性研究及初步设计。

河流水电规划 明确该河流的开发任务及综合利用要求,确定梯级方案及开发程序,提出近期兴建的工程及其主要技术经济指标。本阶段相当于火电项目的初步可行性研究阶段。

可行性研究 根据批准的规划报告及项目建议书

而编制,主要任务是选定坝址,基本选定工程规模,明确综合利用要求,初步确定坝型、枢纽布置方式及机组参数,规划施工总布置和施工进度,估算总投资、工程量并作出技术经济评价,编写可行性研究报告。报告经审定后编制设计任务书。

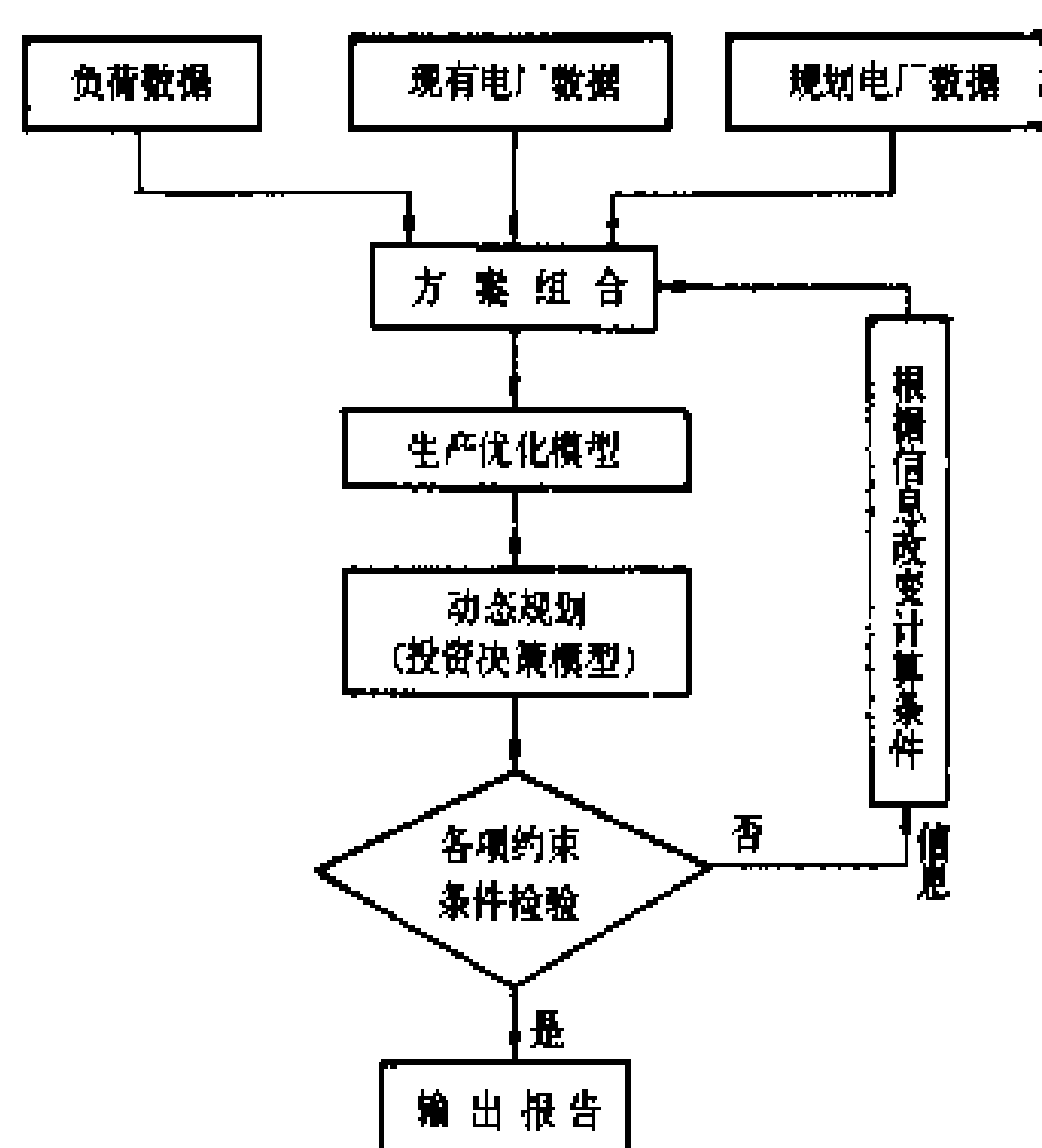
**初步设计** 在批准的可行性研究报告及设计任务书的基础上(某些大型工程,设计任务书可待初步设计后再行编制下达),复核和补充水文规划成果及工程规模,确定坝型及枢纽总布置、主要建筑结构型式和尺寸,选定主要机电设备,提出施工总布置,主要施工方法,编制移民安置规划,确定工程量、工期及工程概算。初步设计批准后,可报请列入年度建设计划。

(曹俊)

dianyuan youhua shuxue moxing

**电源优化数学模型** (optimal mathematical model of power sources planning) 将电力系统电源发展规划中的电源优化问题用数学形式表达,归结为一组能够求解的数学方程式。其目的是根据电力系统负荷预测,在已知可能开发的待选电源点的基础上,寻求一个或几个满足运行可靠性等条件的最经济的电源开发方案,确定何种类型和容量的发电机组在何时何处投入运行。电源优化模型的研究工作始于20世纪60年代。许多国家相继开发了一些电源优化数学模型,如美国西屋公司(WH)、法国电力公司(EDF)及中国的院校和科研单位等。这些数学模型都可对电源优化作出定量分析,但有的模型没有计及电源和负荷的分布,有的没有考虑发电厂在日负荷曲线上工作位置不同的影响等。因此采用时应注意使用条件。

**结构** 电源优化数学模型的核心为电源投资决策模型及生产优化模型两部分,典型的模型结构如图所示。



典型模型结构图

**电源投资决策模型** 确定电源的类型、容量及投入运行进度等,从而给出最优的电源规划方案。在决策过程中要考虑主要运行条件的约束及运行费用的影响。决策目标函数为规划期内各年投资费用及年运行费用现值的总和为最小。决策变量是各台机组的投入运行时间。主要约束条件为:①电力平衡;②电量平衡;③各电厂的建设期限和装机进度;④地理位置和环境保护条件。

**生产优化模型** 在考虑发电机组计划检修及随机故障停运等情况下安排各电厂的运行计划,确定各电厂的发电量,以使得全系统的运行费用最低。生产优化模型的目标函数为规划期内各年的燃料费用最小,决策变量为各电厂的发电量。主要约束条件为:①各电厂发电出力的上、下限;②各电厂的年最大发电量;③系统运行的可靠性;④系统分区电力、电量平衡及主要联络线输送容量的限制。

生产优化模型还可以计算规划方案运行的技术经济指标,检验方案的可行性。如果规划方案不可行,生产优化模型可发出有关信息,反馈到电源投资决策模型中去重新进行优化。

**解法** 电源优化数学模型是一个高维、整数型数学规划问题,一般用动态规划、整数规划、启发式规划方法及分解协调技术求解。由于计算工作量极大,一般利用电子计算机求解。

**分类** 通常分为按机组类型优化和按发电厂优化两类。

**按机组类型进行电源优化的模型** 将系统中所有的发电机按类型(一般分为水电厂、抽水蓄能电站、核电厂、火电厂等)合并,与负荷接在同一节点上进行装机进度优化。适用于优化区域较小,电力网联系密集的电力系统。其特点是变量少,解算方便。如国际原子能机构开发的WASP。该模型的电源投资决策部分,除通常的投资及年运行费用外,还包括一项停电损失费用。生产优化模型部分,各水电厂亦被合并成一台等效机组。

**按发电厂进行电源优化的模型** 可以近似地考虑发电厂与负荷地理分布的影响而选用适当的模型。该模型的投资决策部分应包括由于发电厂与负荷分布的具体情况,进行输电费用的修正,其约束条件中还应包括分区电力、电量平衡。生产优化模型部分,可以进行多个水电厂和火电厂的水火电混合电力系统的运行方式优化。

#### 参考书目

王锡凡等. 电力系统优化规划. 北京:水利电力出版社,1990

张奔,何大愚. 电源规划与数学模型. 北京:能源

出版社, 1989

(王锡凡 曹俊)

diaodu guicheng

## 调度规程 (dispatching instruction)

电

力系统调度管理的各种规章制度的总称。每一个电力系统和系统内的各级调度部门都制订有调度规程,它是电力系统运行和调度管理的依据,系统运行有关部门和个人都必须严格遵守。

1953年中国燃料工业部颁布了《电力系统调度管理暂行条例》,同时对全国各电力系统的调度管理提出了统一的要求。1962年,中国水利电力部对上述条例进行了修订,颁布了《动力系统调度管理规程》,在此规程中对调度规程的内容作了详细明确的规定,并要求各电力系统依此修订各自的调度规程。1980年8月,中国电力工业部又对该规程作了修订。

调度规程的作用 ①明确对所辖电力系统的生产运行必须实行统一指挥,以保证所辖电力系统生产运行的安全与经济。电力系统是由许多发电厂、变电所、输配电线路和用户的电气设备组成的一个十分复杂的系统,系统内任一设备运行情况的改变都会影响其他设备甚至全系统,因此系统运行的协调工作要依据调度规程的规定,在电力系统值班调度员的统一指挥下进行,发电厂和变电所不能随意处理。发电厂必须服从统一调度,以使全电力系统运行安全经济。②统一电力系统负荷管理、运行方式编制、倒闸操作、事故处理、调度设备编号和发布调度命令的原则。③保证电力系统电能质量符合国家规定的标准。④使系统内各级调度人员在同一准则下分工负责,协同工作。

调度规程的主要内容 ①确定调度管理的任务(见电力系统调度管理)。②规定调度管理机构的设置。如设几级调度机构,各调度机构的内部组织及设置地点的确定等。中国根据电力系统规模大小的不同,调度机构分为一级制(独立小电力系统的调度所)、两级制(一般为省辖的电力系统的中心调度所和省内各地区的地区调度所)和三级制(跨省的大区电力系统的总调度所、省级的中心调度所和省内各地区调度所)。调度机构的设置是随着电力系统的发展而变更的。③规定各级调度机构的职责和调度范围。在中国,一个统一调度的电力系统内,最高一级的调度机构负责全系统的发电出力与负荷的平衡、安全稳定、电能质量和经济运行,调度大型发电厂、枢纽变电所、最高电压等级的输电线路和系统内的主干环状网络线路。④规定频率调整、电压调整等的具体方法。⑤规定各种调度管理制度。如新设备投产、设备检修、水库调度、继电保护与安全自动装置运行、调度通信运行等管理制度。

调度规程的制定与修订 调度规程的制订主要立足于电力系统的运行经验。随着电力系统的发展和技术的进步而进行修订。

(李本智)

diaodu mingling

## 调度命令 (dispatching command)

电

力系统值班调度员按照规定的权限对其调度范围内的下一级调度机构值班调度员和发电厂、变电所值班人员下达的调度任务和指令。调度命令是保证电力系统安全、经济运行和提高电能质量所必需的重要手段,具有高度严肃性,发布命令者对命令的正确性负责,接受命令者必须坚决执行。

命令的内容 主要有:①电力系统每日发电计划。它包括发电机组开停,各发电厂每日24小时的每时发电出力和全日发电量计划,以及在执行中对此计划的修改。②倒闸操作。如电力系统中主设备运行状态的改变,运行方式的变更,输电线路的停电与送电,继电保护和安全自动装置的投入与停用及定值改变。③事故处理。除有明确规定的某些事故可由发生事故的单位自行处理外,其他事故的处理均须按照调度命令进行。④保持系统运行频率和电压值。⑤新设备并网和系统的并、解列。⑥调度范围内的设备检修、试验等。

命令实施原则 在中国有以下具体规定:①属于调度管辖的设备,除对设备和人员安全有威胁者外,没有相应调度机构值班调度员的命令,发电厂、变电所值班人员对该设备不能自行操作和开停。②电力系统各级调度机构的值班调度员在其值班期间为系统运行和操作的指挥人,按规定的调度范围行使指挥权。下级调度机构的值班调度员、发电厂值长、变电所值长在调度关系上受上一级调度机构值班调度员的指挥,接受上级值班调度员的命令。③下级调度机构、发电厂、变电所的值班人员,接到上级值班调度员的调度命令后,要复诵命令,经核对无误后立即执行。任何人不得干涉调度命令的执行。若不执行或延迟执行调度命令,未执行命令的值班人员和允许不执行命令的领导人均应负责。当值班人员认为所接受的调度命令不正确时,应对发布命令的上级值班调度员提出意见,若上级值班调度员重复他的命令时,则值班人员必须迅速执行;但若执行命令确会威胁人员、设备或系统的安全时,值班人员应拒绝执行,并将理由及改正命令的内容报告上级值班调度员和本单位负责人。④值班调度员对发布的调度命令的正确性负责。在发布倒闸操作命令前,应按电力系统模拟屏检查操作程序,保证操作程序的正确性,在操作过程中要按监护、录音(见彩图插页第12页19图)、记录和复诵命令的制度进行。⑤当发生有拒



绝执行正确的调度命令,破坏调度纪律的行为时,调度机构要进行调查,并报有关部门处理。⑥电力系统主管部门领导发布的一切有关调度业务的命令,要通过调度机构负责人转达给值班调度员,若调度机构负责人不在时,值班调度员可直接接受和执行其命令,同时尽速报告调度机构负责人。

世界上一些国家的电力系统,对调度命令都有类似的明确规定。

**命令的发布方式** 调度命令一般由值班调度员用规定的术语使用调度电话发布。当调度自动化水平逐步提高之后,部分调度命令已为计算机发布指令或由值班调度员直接遥调、遥控所代替,如电力系统发电计划的下达、经济负荷分配、系统调频、调压以及系统间联络线交换功率计划的改变等均可通过调度自动化系统来完成。

(李本智)

diaodushi

**调度室** (dispatching control room) 各级调度机构对电力系统运行进行实时监视、指挥和控制的处所。调度员在调度室内实行昼夜连续值班。调度室(参见彩图插页第12页17图)内装有各种所需设备和仪表,并备有各种有关的技术资料和规程制度。用作调度室的建筑物有特殊要求。

**调度室的设备** 一般装有电力系统模拟屏、屏幕显示器、仪表屏、气象屏、设备检修揭示屏、负荷控制装置、调度台等。不同职责的调度所,调度室的设备各有差异。

**电力系统模拟屏** 竖立在调度员值班位置对面的一块概括地表示所辖电力系统的组成情况和设备运行情况的屏(参见彩图插页第12页20图)。屏上用符号或灯光表示发电机、变压器、断路器、隔离开关等设备,用不同颜色的色带表示各种电压等级的母线和线路,并按电力系统的实际结构连接成电力系统模拟图。图中对每条母线均注明其所属发电厂或变电所的名称。对断路器、隔离开关和线路注明编号或名称,有的在线路旁装有指示仪表。图中,表示电力系统运行状态的断路器、隔离开关在屏上占有重要位置。它们与现场实际断路器、隔离开关有远动信号相连,其投、切位置严格地要求与现场实际位置相符,以准确地表示电力系统实时运行接线方式。电力系统模拟屏可与屏幕显示器配合使用,前者表示电力系统的概貌,后者可显示发电厂和变电所的内部接线细节。

**屏幕显示器** 实现调度自动化之后(见调度自动化系统),调度员使用的最主要的人机联系工具。借助屏幕显示器,调度员可以对电力系统的运行情况进行

监控和安全分析,对某些断路器或隔离开关进行遥控操作,对发电计划及电力系统间交换功率进行修改等。一般为每个值班调度员设置2~4台(参见彩图插页第12页18图)。

**仪表屏** 根据调度业务的不同需要,有些调度室装有仪表屏,其上装有反映电力系统运行参数的仪表,如发电机发出功率、输电线路潮流分布、变电所母线电压、日调节水库水位、与相邻电力系统的交换功率及电量等。有的还装有记录仪表。

电力系统频率指示表和标准钟一般装在调度室内最显著的位置。

实现调度自动化后,仪表屏多已被屏幕显示器所代替。

**气象屏** 电力系统运行所必需掌握的气象情况的显示屏。一般在气象多变且对电力系统运行影响较大的地区的调度室设置。屏上装有气象报警和预报的标志,还装有风向、风速、气压、气温、照度等指示表计。

**设备检修揭示屏** 屏上标出进行检修的主要发电和输变电设备的名称,设备开始退出运行的时间和预定完工的时间。

**负荷控制装置** 有的调度室设有直接控制用户负荷的装置。

**调度台** 是值班调度员使用的工作台,其上装有通向各调度对象和有关单位的话机、屏幕显示器及其操作键盘、电力系统模拟屏的操作键盘等(见彩图插页第12页18图)。

**调度室应备资料** 有关运行资料除一部分可自计算机内调用之外,在调度室内放置供调度员值班时使用的资料一般包括:有关规程制度,重要用户名单,事故拉闸序位表,电力系统、发电厂和变电所的系统图,主要设备参数,各输电线的稳定极限,主干网络的继电保护及安全自动装置配置图和整定值,近期电力系统运行记录及有关文件等。

**对调度室建筑物的要求** 调度室及其有关自动化和通信等设备的机房应坚固且有较强的抗灾害性能。其供电应十分可靠并装设不停电电源。还应设有能满足一天24小时内均有人值班的生活需要的辅助房间及设施。通常有供调度部门专用的建筑物(参见彩图插页第13页21图),调度室就设在其中。(见调度中心计算机房)

(沈济源)

diaodutai

**调度台** (dispatcher's control desk) 见调度室。



diaodu tongxin zongji

**调度通信总机** (operation telephone exchanger)

电力系统运行操作、业务联系和事故处理过程中,在调度人员与运行人员之间实现本地及长途电话通信的控制设备。调度通信总机有人工调度通信总机和自动调度通信总机两大类。

**人工调度通信总机** 由调度台和接口电路组成。调度台配有进行电话呼叫的扳键、指示灯、电话手机和发出来话通知的电铃或蜂鸣器。接口电路包括共电用户电路、磁石用户电路、自动用户电路。这些电路之间不能进行自动交换。

**共电用户电路** 用以连接共电话机的接口电路。

**磁石用户电路** 用以连接磁石话机的接口电路。

**自动用户电路** 用以连接自动话机的接口电路。

**自动调度通信总机** 由自动调度台和调度电话程控交换机组成。

**自动调度台** 调度电话程控交换机的专用终端设备。包括告警指示灯、呼叫指示灯、日期时间显示屏、主叫用户和被叫用户号码显示屏、紧急呼叫指示灯、拨号键盘、被叫用户按键、功能按键(包括电话会议、优先呼叫、紧急呼叫和编程按键)。每个被叫用户按键代表一个调度对象及其电话号码。呼叫时,主叫用户只按一下相关的被叫用户按键,调度台就通过交换机自动选择中继电路接通被叫用户。当其他用户呼叫本调度台时,调度台上的相应呼叫指示灯闪亮、铃响,同时显示出主叫用户号码。如调度员主叫的对方不属于本台被叫用户按键范围时,需用拨号键盘发出被叫用户的相应号码完成通话。

**调度电话程控交换机** 调度电话专用的交换机(见程控交换机)。

(卢武彬)

diaodu zhongxin jsuanjifang

**调度中心计算机房** (computer room of dispatching centre)

涉及调度所内计算机系统及有关设备的场所、各种辅助用房的设计建造和工艺要求等。

**调度所计算机系统机房组成**

(1) 计算机机房。包括主计算机、前置计算机、磁盘机、磁带机、通信接口设备以及供维护开发用的程

序员显示终端、操作控制台、打印机等。大型计算机机房可专设计算机的专用电源配电柜,与配套的辅助房间包括维修室、仪器室、备件室、磁介质库、纸介质库、软硬件人员办公室等。如兼作离线计算使用,还得设置数据录入室离线用户工作室等。

(2) 辅助机房。包括空调机房、供电系统的 UPS 电源、配电室、蓄电池室、油机机房、控制室和值班室等。

**机房设置的要求**

(1) 布局合理,有利于维护和使用,能为提高工作效率创造条件。

(2) 尽量缩短设备之间的连线,以减少信号衰耗和延迟,并可减小传输中的干扰。

(3) 对特殊设备作专门安放,如对噪声大的行式打印机可在调度室附近专门设置输出设备室;对清洁度要求特别高的磁盘可在计算机房内设置专门的净化室等。

(4) 符合技术安全及防火规范的要求。

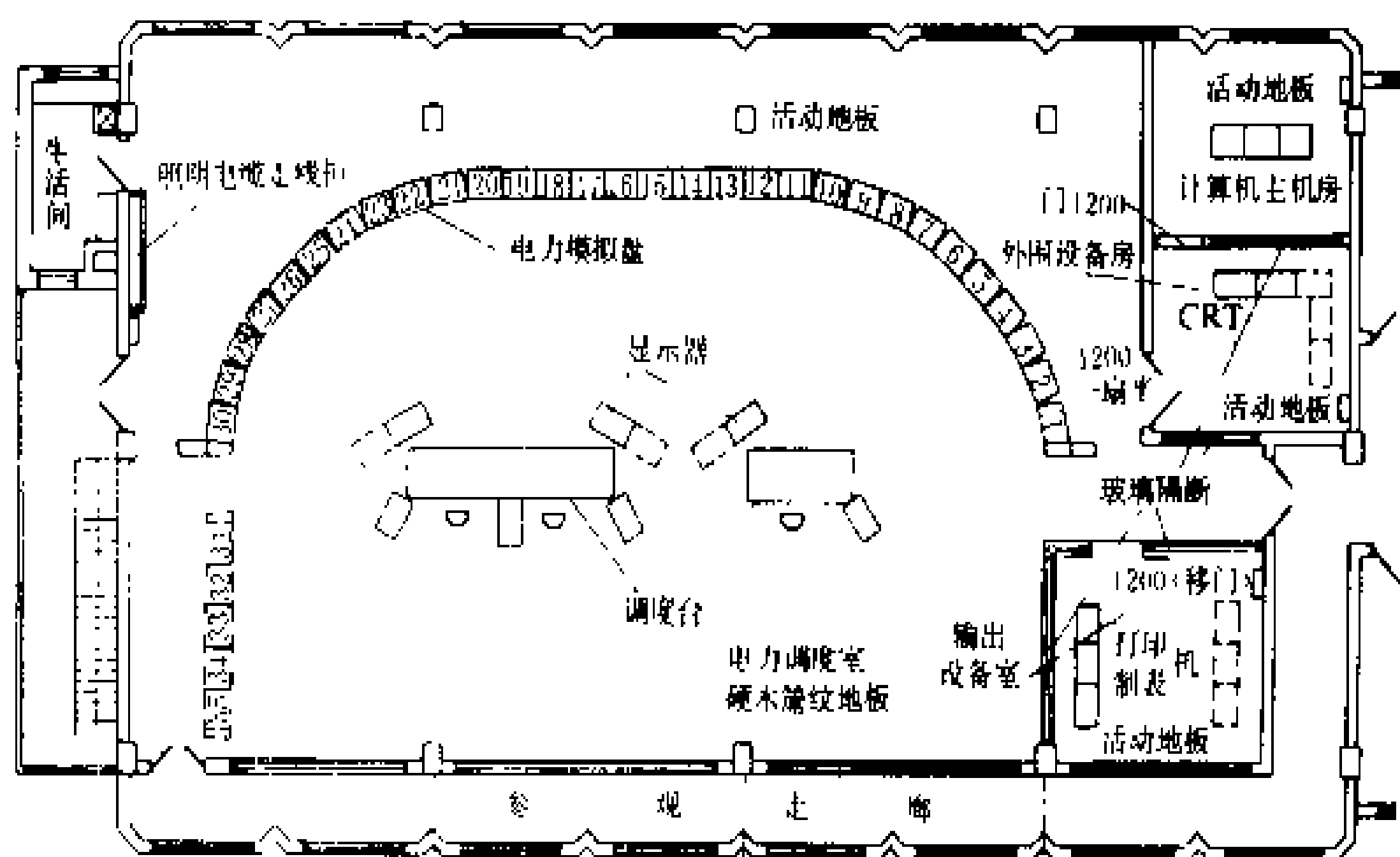


图1 调度计算机房的典型布置

调度计算机房的典型布置如图1所示。

**调度计算机房的环境要求**

(1) 温度。一般分三级,大中型调度计算机房为A级,  $21 \pm 2^\circ\text{C}$ ; 小型调度计算机房一般采用B级,  $21 \pm 5^\circ\text{C}$ ; 调度室和其他辅助机房为C级,  $15 \sim 28^\circ\text{C}$ 。

(2) 湿度。大中型调度计算机房为A级,  $50\% \pm 10\%$ ; 小型调度计算机房(微机)为  $50\% \pm 20\%$ 。

(3) 清洁度。一般分两级。大中型调度计算机房采用A级,指直径大于  $0.5 \mu\text{m}$  以上的尘埃粒子,每立方英尺空气中应少于  $30 \sim 50$  万个; 小型调度计算机房(微机)采用B级,指直径大于  $0.5 \mu\text{m}$  以上的尘埃粒子,每立方英尺空气中应少于  $100$  万个。

(4) 噪声。机房噪声控制在  $65 \text{ dB}$  以下,而对调度室噪声还要进一步降低。具体措施为:①天花板采用

吸音材料，墙壁要隔音，采用双层密闭门窗；②通风口装消声器；③噪声大的行式打印机在调度室附近专设输出设备室，UPS 专设电源室。

调度计算机房的供电和照明及接地

(1) 供电。调度计算机系统均采用 UPS 供电，稳频、稳压的要求如表 1 所示。供电系统如图 2 所示。供电方式为：①正常时，市电经整流变成直流对蓄电池浮充，同时向逆变器供电，逆变器将直流变为符合供电要求的交流电，再向计算机供电。一旦市电突然停电，则自动转由蓄电池供电。静态旁路开关的设置是为了避免在直流系统或逆变器故障时能自动切换到市电供电方式。大型调度计算机房还装设专门的柴油发电机组，一旦市电停电时间超过蓄电池的支持时间，则转由柴油发电机供电。②计算机系统各个设备应分路供电，分路的原则为：双机冗余系统按主、备系统分路。主机应与起动频繁、干扰多的外部设备（如打印机）、维护设备、照明设备分路等。

表 1 稳频稳压的要求

	调度计算机系统	微型机系统
频率稳定度	$\leq \pm 0.5\%$	$\leq \pm 1\%$
电压稳定度	$\leq \pm 1\%$	$\leq \pm 5\%$

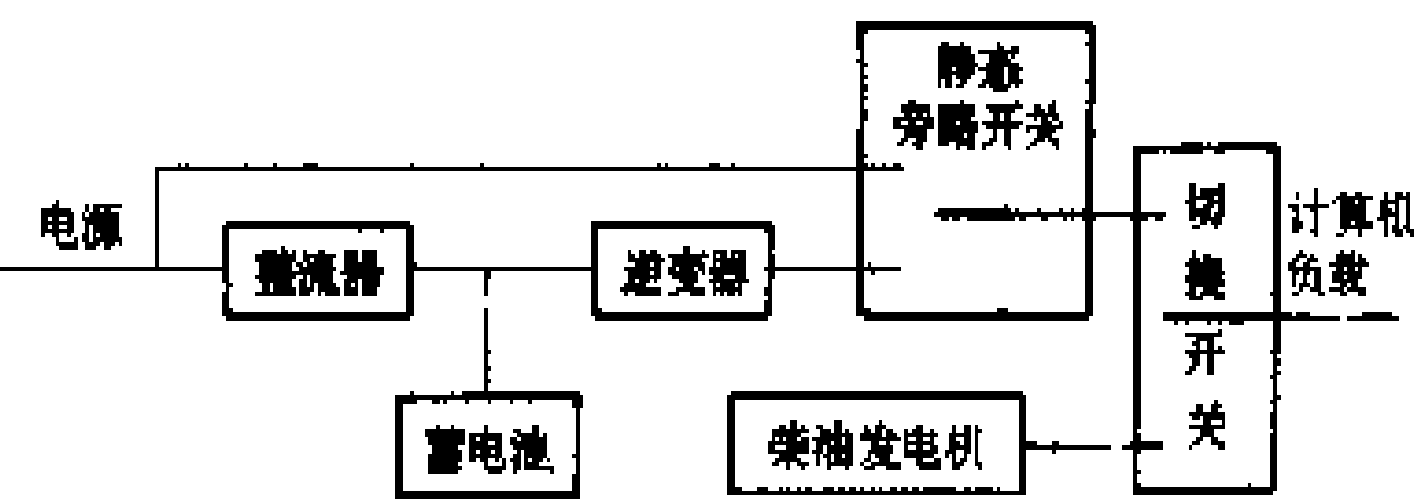


图 2 供电系统示意图

(2) 照明。一般要求在距离地板 500 mm 处为 500 ~ 600 lx，而在使用屏幕显示器的区域，应降低照度，一般为 400 lx。机房内应避免太阳光直接射入，并应设置紧急照明，以便电源故障时进行紧急处理。

(3) 接地。①交流接地，指交流 380/220 V 电源的中性线接地；②直流接地，也称逻辑地，即电子线路的基准电位；③安全接地，为了设备和人身安全，所有设备外壳均应接地；④防雷接地，防止建筑物受雷电击毁。调度计算机房一般有 4 个接地系统，相互独立，分别经电缆或铜排引到接地极的接地方式。

直流接地应注意两点：①直流接地在机房内不允许与交流接地短接或混接，须直接引接到接地极，引接线的回路电阻应小于 1Ω，公用接地极的电阻小于 0.5Ω；②不允许交流线路走线与直流接地线紧贴或平行铺设。

调度计算机房地板荷重 调度室一般为硬木席纹地板，荷重大于 4500 N/m<sup>2</sup>。主计算机房宜采用活动地

板，平均负荷能力应大于 9760 N/m<sup>2</sup>。电源和空调机房均采用一般地板，荷重大于 4500 N/m<sup>2</sup>。蓄电池室要考虑防酸，并安装防振架，荷重大于 10000 N/m<sup>2</sup>。

防火和防静电以及防电磁干扰

(1) 防火。调度计算机房为一级防火单位，一般均装设烟火探测自动报警装置，大型调度计算机房还有自动灭火的喷淋装置。其它要考虑的还有：机房的安全通道、安全扶梯、电缆沟和竖井的防火隔断以及选用阻燃型模拟屏、电缆和装饰用品（如墙纸、地毯等）。

(2) 防静电。①所有计算机系统设备和活动地板支架均应良好接地；②机房湿度应控制在 50% 左右，应配置湿度自动调节设备；③机房地板和地毯采用抗静电材料；④机房维护人员应穿着抗静电服装和鞋。

(3) 机房应远离能产生电火花与电磁辐射的场所，并采取必要的防干扰措施，如屏蔽或隔离等措施。

调度计算机房的管理和维护 运行管理包括制定运行操作规程和安全守则。维护分硬件维护和软件维护。硬件维护包括日常维护，检查各机柜电源电压、制冷系统高低压指示是否正常，观察机柜面板的清洁卫生，清洁磁带机磁头和积带箱、行打印机的印纸屑，更换色带，记录仪表的纸带检查等。定期维护着重于各设备的吸尘，对出现错误信息的单元进行检查等。软件维护主要包括软件带保存和软件的日常维护和改进。

(杨雅林)

调度自动化计算机系统

(computer system of dispatching automation) 调度自动化系统的一个子系统。它完成信息处理和加工的任务，是整个调度自动化系统的核心。调度自动化对计算机系统的基本要求是：数值和逻辑计算能力，输入输出中断处理能力，实时操作系统能力，高可靠性、可维护性和可扩展性。为了满足调度自动化系统的功能要求，一般都配置多台不同类型的计算机以组成一个完整的系统。调度自动化计算机系统由计算机硬件系统、计算机系统的专用接口和计算机软件系统组成，在多台计算机的情况下，还具有不同的配置方案，即计算机硬件系统的配置。

计算机硬件系统 由中央处理器、主存储器、大容量外存储器、输入输出外围设备组成（见图 1）。中央处理器 控制指令的执行，进行数值和逻辑的运算和判断。中央处理器的主要性能指标有字长、运算速度、指令种类、寄存器结构、寻址方式、中断能力等。计算机字长可从 8 位直至 64 位，现代调度自动化系统应用以 32 位为主，前置机、微机和一些小型机也用 16 位。字长不仅对计算精度有影响，而且对可表示



的地址范围有关,16 位机对大程序的运行会带来困难。计算机运行速度可以用 1 秒钟内执行的百万条指令数 (MIPS) 表示,也可用执行标准程序 (benchmark) 折算的指数表示。一般调度自动化系统使用的超级小型机或中型机在一到

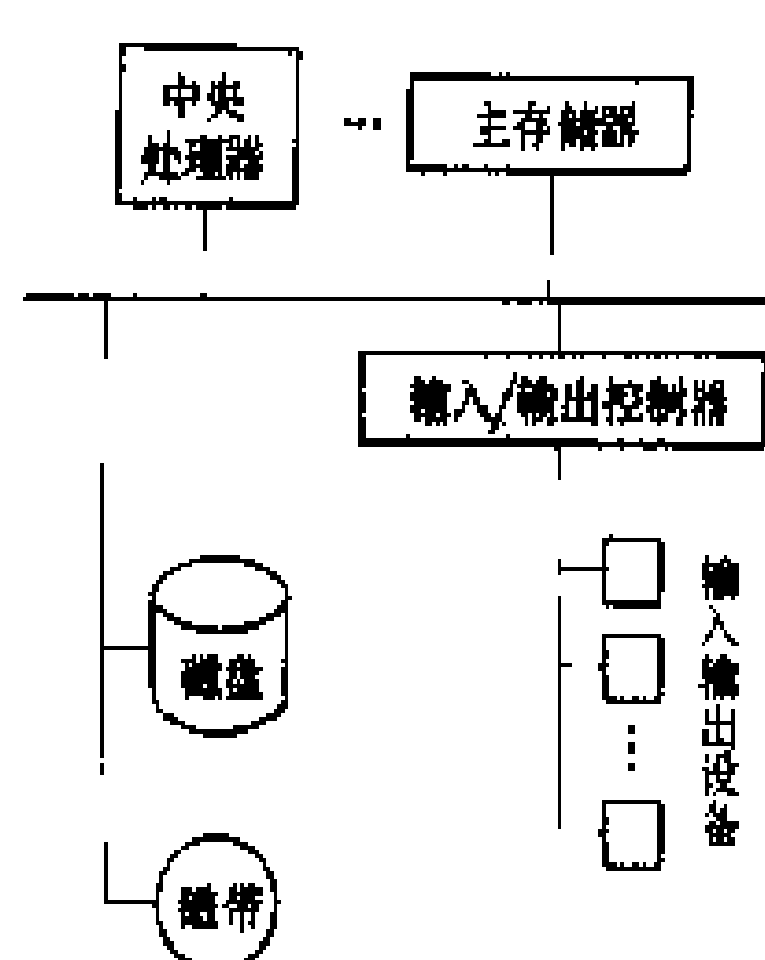


图 1 计算机结构图

几十 MIPS 之间,如 VAX11/780 为 1 MIPS。计算机的其他性能,如:指令种类、寄存器结构、寻址方式等可用体系结构表示。不同硬件但有相同体系结构的计算机组成一个系列。在同一系列不同档次的计算机里,软件可以向上兼容,这对保护计算机软件资源是非常重要的。

**主存储器** 存储数据和程序,由中央处理器进行读写操作。为了提高存取速度,在高性能计算机中还配有高速缓冲存储器,以缩短总的存取时间。现代调度自动化系统主存储器容量约在 4~64M (1M=1024×10<sup>3</sup>) 字节。

**大容量外存储器** 补充主存储器容量的不足和提供长期存储手段,主要有磁盘和磁带等。磁盘与主存储器交换或批数据,包括待执行的程序自磁盘装入主存储器,或从主存把被中断的程序送入磁盘,各种中间结果送入磁盘暂存,或最后结果的长期存储等。容量要求数百到数千兆字节,且每台主机可配多台磁盘。磁带则作为历史文件的转贮或初始系统的装入文件的介质。

**输入输出外围设备** 计算机和外界交换信息的手段。输入设备一般有显示终端和键盘、控制台打印机、卡片输入机等。输出设备有制表打印机、行式打印机、X-Y 绘图仪、硬拷贝机等。软盘既可作输入也可作输出的介质。

**计算机系统的专用接口** 主要有:远动终端(RTU)接口,入机联系接口,计算机远程通信接口,统一时钟接口等。

**远动终端接口** 专用的通信接口,按远动终端的通信规约进行接受和发送信息的处理。其硬件一般是微处理器为基础的专用通信控制器。它直接处理来自调制解调器的串行码,经过串并转换、差错校验等处理后再送入前置机或直接送主机做进一步处理。由主计算机发至 RTU 的信息也经过通信控制器转换成串行码和形成校验码送到调制解调器发出。这样减轻了主计算机的中断打扰,提高了整个系统的处理能力。

**人机联系接口** 屏幕显示器 (CRT) 的接口可以采用标准串行口、并行口、存储器直接存取通道 (direct

memory access, DMA) 或局域网络接口。20 世纪 80 年代前典型的调度自动化系统采用 DMA 接口和 CRT 控制器相连,这样可保证必要的响应时间。当主计算机是双机系统时,则一个 CRT 控制器要有两个 DMA 接口,以保证双机切换时屏幕显示器照常工作。80 年代后期显示器多采用图形工作站,有较强的数据处理能力和存有背景画面,工作时只需从主计算机取得实时数据,一般图形工作站都通过局域网络和主计算机相连,减轻了主计算机的负载,这是当前的主要方式。

模拟屏上的灯光、报警、数字显示和记录仪表等信息,也由计算机送出。现代模拟屏设有专门的微处理机作为输入信号的接口和处理,主计算机只需用串行口输出。对不带微机的模拟屏,则需要一批数字量和模拟量输出,为了简化主计算机接口,往往采用一台或数台与 RTU 相同结构的本地终端设备 (local terminal unit, LTU),而 LTU 和计算机接口是标准的远动接口,这样可简化系统。

**计算机远程通信接口** 大电力系统的各级调度中心是分层控制的,为了实现实时信息的分层传送和共享,以避免大量 RTU 重复设置,可以通过计算机通信实现信息的共享。计算机通信要采用统一的通信规约,并要符合国际标准化组织 (ISO) 规定的“开放系统互连” (open system interconnection, OSI) 的层次模型。中国调度自动化系统的计算机通信将逐步采用国际通用标准。

对于非实时的管理信息系统通信,不论是远程还是本地都另有公用数据网络或局域网络支持,不与实时系统公用。管理信息网络如要取得部分实时数据,可以由实时系统单方向向管理网络送出信息,并要经过隔离,使管理系统不得打扰或扰乱实时系统的工作。

计算机通信的硬件,一般采用支持某一标准规约的智能接口板插入主计算机,也可采用专门的通信节点计算机,承担所有远程通信和规约转换等工作,以减轻主计算机的负载。

**统一时钟接口** 全电力系统统一时钟是电力系统事件顺序记录的时间坐标标准,是事故分析的重要依据。一般在一个调度中心设置一个精确时钟,再由计算机下发对时信号至各厂站 RTU。由于通道的延迟及计算机接收中断的延迟,会有误差产生,一般在数毫秒至十几毫秒之间。各级调度所之间的对时只能通过共同接收国家或地域的无线电对时信号来解决。这也同样适用于国家调度和大区调度以及大区调度之间的统一时钟问题。

**计算机软件系统** 分系统软件、支持软件、应用软件三个层次。

**系统软件** 计算机制造厂为便于用户使用计算机



和充分发挥计算机功能而提供的管理和服务性软件,是最底层的软件。它包括:为用户编制程序提供的各种工具和手段,如各种程序语言编译程序(FORTRAN语言,C语言,PASCAL语言等编译程序),各种便于调试程序的工具等;对计算机资源进行调度和管理操作系统;各种服务性程序,如子程序库,系统生成程序等。

**支持软件** 为计算机的在线、实时应用开发的服务性软件。主要有:数据库管理系统,人机联系管理系统,故障切换及后备管理系统等。现代实时数据库的主要特点是:支持关系型或层次型的数据结构,与应用程序完全独立;可以用人机对话方式定义、编辑和生成数据库;允许应用程序的高级语言直接用符号名调用;一套数据定义可以生成多套同样名称、同样结构的不同数据实体而被同样的应用程序使用而不会发生混乱,例如电网分析程序既可用实时数据进行分析计算,也可用人工设定的计划数据进行分析计算,两套数据的定义是一样的,但实体内容不一样,应用程序只要指明使用环境,不会混淆。数据库还要便于增加、删除和修改记录。

人机联系管理的主要内容有:用人机对话方式编辑和生成画面,定义画面前景实时信息与数据库的联系,画面的调用和管理,画面的放大、缩小和移动的管理,人机对话的管理,画面的报警信息、闪烁、音响等处理。

故障切换及后备管理有主、备机状态的监视,发现故障后的切换处理,以及平时后备信息的管理和保存。

**应用软件** 利用系统软件和支持软件提供的服务最终完成调度自动化所要求的功能。应用软件按功能可大致分为基本监控软件、自动发电控制和经济运行软件、安全分析和控制软件。

(1) **基本监控软件**。实现调度自动化的监视控制(SCADA)功能。主要有:数据采集,信息显示,开关变位报警显示,遥测量越限报警显示,远方设备遥控和遥调,运行表报打印及记录,历史数据存储及检索,事件顺序记录打印及显示,数据计算,事故追忆等。这些功能的基础是数据采集的完整程度。中国能源部规定了各级电力系统调度中心所需采集数据完整率的实用化考核指标,主要有电力系统发电功率总加完成率,用电负荷总加完成率,电力系统主接线及联络线功率采集完成率,主要联络线交换电量采集完成率等。

(2) **自动发电控制和经济运行软件**。主要有:自动发电控制(AGC),短期经济调度,开停机计划,水火电经济调度计划,短期及中期负荷预计等。自动发电控制(AGC)的任务是:维持系统频率在规定的范围内,维持联络线输送功率在计划的范围内。AGC程序

一般每数秒执行一次并调整调频机组的出力以满足频率和联络线功率的规定值要求。短期经济调度程序每5~10 min重新分配各机组的负荷以保持系统运行的经济性并恢复一些已达到极限出力(最大或最小)的调频机组的调节范围。开停机计划以更长的周期(一天或一星期)运行,以调整各电厂机组开停机组合。短期及中期负荷预计的结果分别提供短期经济调度和开停机计划使用。

(3) **安全分析和控制应用软件**。内容有:网络拓扑,状态估计,在线潮流计算,预想事故评定,预防控制和校正控制,优化潮流等。

网络拓扑程序根据实时采集的电力网开关状态确定电力网当前的拓扑结构。

状态估计程序根据网络拓扑的计算结果和实时遥测数据,计算出可观察系统中所有电压幅值和相角的最优估计值,识别并排除不良的量测数据,估计其正确值,以及估计出未采集到的某些量测值。

在线潮流程序以状态估计的结果为基础,也可以任意设定的初始条件为基础,进行电力网的开关操作和发电、负荷的调整修改,算出电力系统潮流分布的结果,以供调度人员进行操作前的校核或研究电力系统可能的运行方式。

预想事故评定程序以状态估计的结果为基础,根据预先设定的事故表逐一进行计算以发现事故发生后是否有不安全状况出现(过负荷或电压不合格)。预想事故表可以人工设定,也可以自动计算。人工设定可以假设多重故障。自动计算则根据 $N-1$ 原则先用简化方法快速算出可能不安全的情况,再用较精确方法计算严重的情况。

预防控制程序是把在预想事故评定程序中发现的不安全状况找出能否经过功率调整回复到安全状况的措施并把结果显示给调度人员参考,由调度人员决定是否要立即采取措施。

校正控制程序是在系统已经发生了静态紧急状态时(未失去暂态稳定的事故状态),计算出使系统尽快地恢复到正常状态的校正措施。

优化潮流程序综合考虑了电力系统的经济运行和安全约束,从而可以获得满足电力系统安全性的有功和无功功率的经济调度。

考虑电力系统暂态稳定的安全分析和预防控制以及失去暂态稳定时的紧急控制和系统解列后的恢复控制,正处于研究开发阶段,也取得很多重要的进展。

为了提高调度人员在事故状态下的应变能力,调度员培训仿真系统得到很大发展,调度员可以通过培训仿真系统观察到电力系统事故发展的过程及练习事故处理时的操作。

**计算机硬件系统的配置** 大体上可分为集中式系统、分层式系统和分布式系统。

**集中式系统** 分为单机系统和双机系统。

(1) 单机系统。将主要的功能如数据采集、人机联系和应用程序都由一台计算机承担。在计算机故障时电力系统只能通过远动装置送模拟屏的信息来监视。如果还有其他的自动化功能,则采用独立的硬件作为备用,例如自动调频装置等。这是计算机发展初期使用的系统。随着计算机在调度自动化中作用的提高和功能的增强,单机的可靠性和能力已不能满足要求。

(2) 双机系统。由两台完全相同的计算机及各自的内外存储器、输入输出设备和双机共享的输入输出设备组成。平时一台计算机承担在线功能,称为值班机,另一台计算机处于准备的热备用状态。当值班机故障时,由双机监视装置自动进行切换,并由备用机承担主要任务。切换可在数十秒的时间内完成。双机公用外部设备(如CRT,制表打印机等)也一同切换到新的值班机控制之下工作。这种方式称为主-备工作方式(duplex system)。另一种称为双工(dual system)。它是让两台计算机做完全相同的工作,在输出信息前进行比较,只有在两台计算机输出的信息一致时才允许真正输出。如果不一致,则两台机都进行错误诊断,或由第三者决定采取何种措施。调度自动化计算机系统一般采用主-备方式,因为这已能满足可靠性要求。备用机除了热备用方式以外,还有离线方式,在这种方式下可以进行维护或程序开发

等工作。这时如果值班机出现故障,就不能自动切换,而要做一些恢复工作才能把备用机转入在线工作,这需要较长的时间(可达数十分钟以上)。双机系统的概念可以推广到多台计算机组成的系统中去,只要这个系统是由两个对称的部分组成,一半

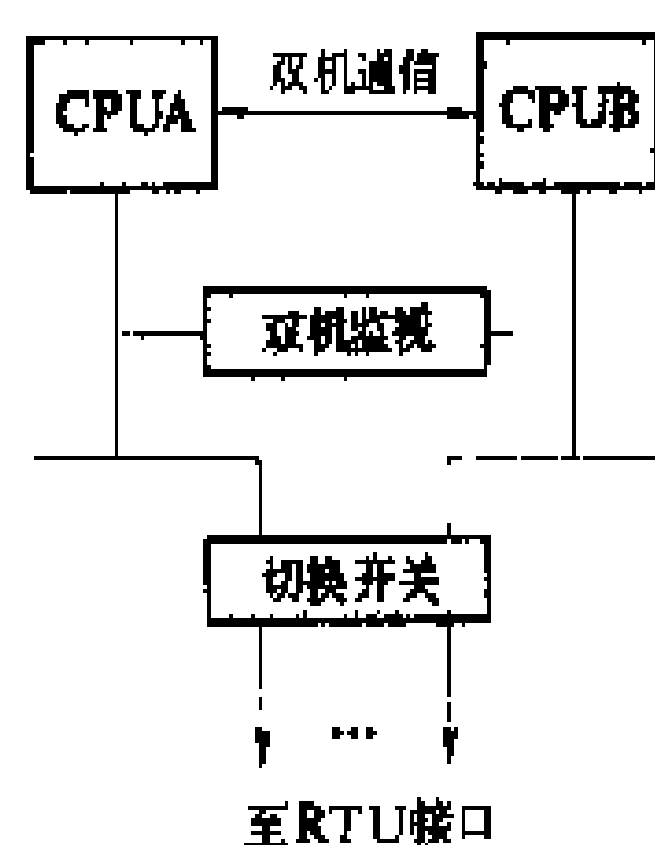


图2 双机系统

承担在线任务,另一半处于热备用状态(见图2)。

**分层式系统** 即主机-前置机分层系统,或称多机系统。把处理周期短、实时性强而计算量相对简单的任务,如远动信息的采集、通信处理等任务,用独立的前置计算机处理,而对处理量大的人机联系、应用程序等由较大的主计算机完成,形成主机-前置机分层系统。这种方式的主要优点是可以充分发挥各类计算机的长处,如中大型机处理能力强,可以进行高精度的浮点运算,但中断处理开销大,中断一多,降低了计算机的效率。一些小型机或微型机字长短,速度较慢,不宜做大量数值运算,但中断响应快,适宜于前置处理。分层系

统解决了大量中断和大量计算的矛盾。为了保证可靠性,主机和前置机都设备用,形成典型的四机系统(见图3)。

当一对前置机处理能力不足时,还可以增加多对前置机。也有按功能分为三层,即数据采集为第一层,监控、自动发电控制和人机联系为第二层,其他应用软件为第三层,每层配置

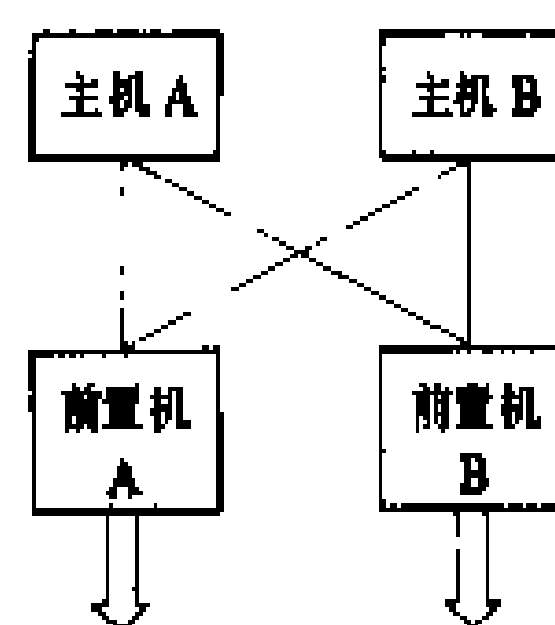


图3 分层式四机系统

双机,各层之间可以交换信息和数据,这是六机系统(见图4)。主机和前置机的接口可以采用串行、并行和DMA口,以后逐步发展到用高速总线或局域网络相连。分层式系统是70年代发展起来的,至今仍为主要的配置方式。

**分布式系统** 多台不同类型的计算机通过局域网络相连,调度自动化的各种功能由多台计算机分担。

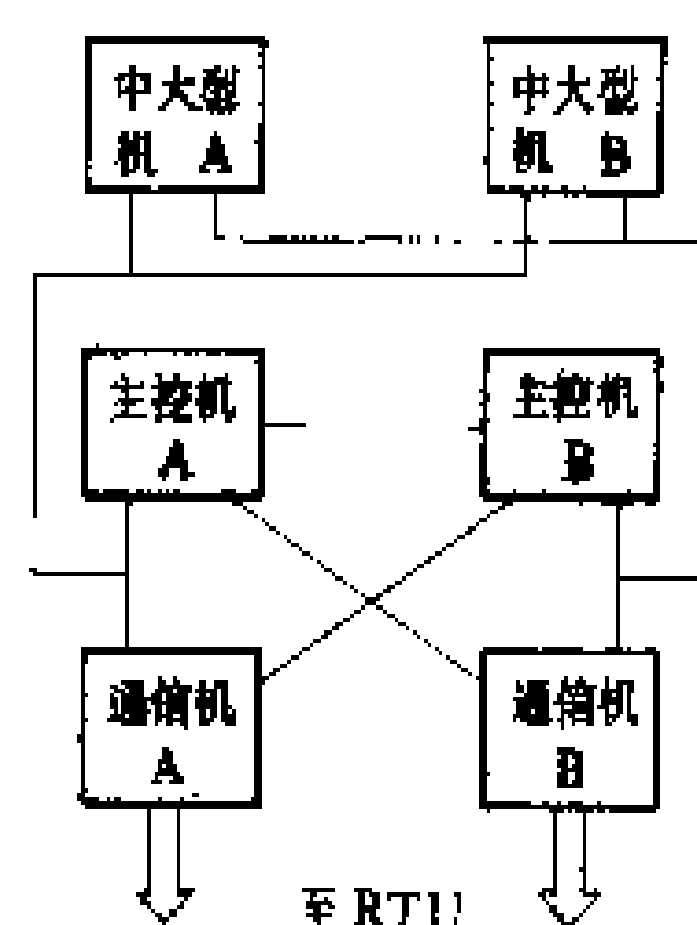


图4 分层式六机系统

每台计算机承担特定的任务,如前置机、监控处理机、人机联系、历史文件处理机、电网分析处理机等。对重要的实时功能,仍设置双重化的计算机,如前置处理、监控处理等。对其他应用程序,则在原承担处理任务的计算机故障时,计算机网络系统中其他的备用机可随时接替工作。为保证可靠性,网络也是双重化的。通过网络能将实时数据或人工输入的数据定向传送或广播传送到其他计算机的实时数据库中去,各处理机的结果也可任意传送到屏幕显示工作站或存贮到某个计算机的大容量集中数据库中。这种结构的优点是:可以采用多台计算机分担功能,便于资源共享和并行计算;局域网络通信灵活,使数据传输更为方便,原则上公用备用机可以接替任何故障机的工作(但外部接口不同仍不能任意接替);在系统扩充功能时只需增加新的处理机,无需改造整个系统,使更新换代变得容易;如整个系统遵循标准的硬、软件接口,便于异种机相互连接和软件移植可形成开放式系统(open system)。开放系统是20世纪80年代后期发展起来的,具有很强的生命力。如图5所示。

**计算机系统展望** 计算机技术是发展最快的科技领域之一,计算机工业将不断提供处理能力更强,性能价格比更高的计算机系统。精简指令集计算机(RISC)的出现,使一个中央处理器的处理速度达到数十至数百MIPS,大大超过了传统中小型机的运算速度。平行处理技术的发展又将大大加快应用程序的执

行速度,使过去难以满足实时要求的一些程序进入实时应用。计算机系统的硬软件接口都将向国际标准和

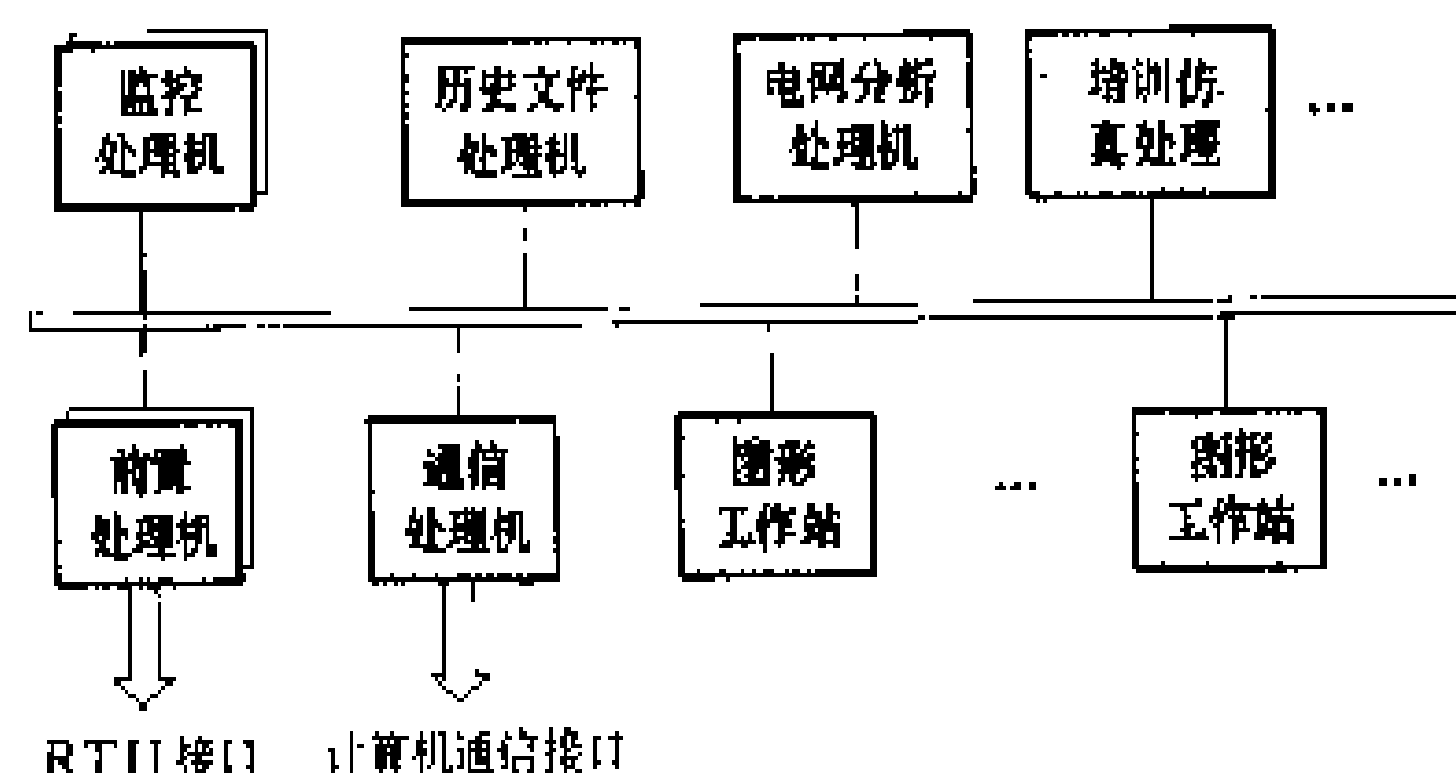


图5 分布式系统配置

工业标准靠拢,使异种机的连接和扩展更为方便,操作系统和数据库系统的标准化更便于应用程序的编制、移植和推广,这些将加速开放式分布式系统的推广。随着高性能、多窗口、三维图形工作站的应用,人机联系将更加直观和方便。应用软件将逐步解决暂态安全分析和预防控制、紧急控制和恢复控制的问题,使调度自动化计算机应用走上一个新的台阶。随着人工智能、专家系统、人工神经网络等新技术的发展,调度自动化计算机系统将配有知识库和推理机制,把调度人员的经验和知识及时存入知识库,在需要时可由计算机提供推理和决策意见。其他如声控、语音报警技术也会在人机联系上提供新的手段。

(刘 觉)

diaodu zidonghua renji lianxi shebei

**调度自动化人机联系设备** (man-machine interface equipment for dispatching automation)

调度自动化系统中操作人员和计算机之间交换信息的输入输出设备。这类设备分通用和专用两种。通用型是系统管理和维护人员以及软件开发和计算操作人员所用的控制台打印机、控制台终端、程序员终端和一般打印机等。专用型是调度人员用以监视和控制电力系统运行的人机联系设备,其中有交互型的调度员控制台、远方操作台和调度员工作站,非交互型的调度模拟屏和计算机驱动的各类记录设备及其它设备等(参见彩图插页第17页31图)。

**调度员控制台** 调度人员对电力系统进行监视和操作控制用的交互型人机联系设备。台上一般有彩色屏幕显示器、操作键盘、屏幕游标定位部件、音响报警装置和语音输入输出装置等。

**屏幕显示器** 由监视器及控制部件组成的屏幕显示设备。屏幕显示器主要部件是显像管,又称阴极射线管(cathod ray tube, CRT),故屏幕显示器通常又叫CRT,主要用来以图形、曲线和表格方式显示电力系统运行状态等各类信息(参见彩图插页第17页32

图)。它和操作键盘结合起来能进行各种人机交互操作。新型监视器可显示二维和三维图形,图形可旋转,画面可滚动、分层缩放和任意方向移动。屏幕上可开多个窗口(参见彩图插页第17页33图),分别进行不同交互操作。显示器由显示控制部件驱动,控制部件和主计算机相连。主计算机向控制器传送画面前景图形(动态图形)和背景图形(静态图形),由控制器据此组成一幅画面,并将画面转换成颜色和亮度信号,通过显示器在屏幕上扫描显示。

(1)矢量和光栅显示原理。矢量显示原理和示波器显示原理相似,显示控制部件将由矢量线段构成的图形信息加在显像管的偏转线圈上,操纵电子束的移动,在屏幕上画出图形。光栅显示原理则和电视机显示原理相类似,显像管电子束在屏幕上按自上而下的顺序由左至右逐行扫描,周而复始,显示控制部件将光点构成的图形信息加在显像管红、绿、蓝三色的阴极上,控制电子束的强弱在屏幕上形成光点型图形。电子束由左至右的横向扫描线称为光栅,每条光栅上可分辨出的最小光点称为像素(pixel)。矢量显示原理复杂,成本高,光栅法原理简单,构图灵活,速度快,而且能控制到每个像素的颜色,故应用范围广。许多计算机语言和图形管理软件都提供在光栅型显示器上用矢量构图的语句和实用程序,它们是方便用户构图的一种高层软件工具,所有矢量图形语句最后都要被转换程序转变成光栅式点阵图形才能显示,因此从原理上讲仍属光栅型而不是矢量型。光栅显示的主要技术指标是分辨率。它有多种定义。目前习惯上的定义是光栅上的像素乘以屏幕光栅数。分辨率高则在屏幕上显示的内容多,同样大小的图形若分辨率高则清晰度好。

(2)全图形和半图形显示。屏幕光栅上每个像素都可被用来构图的(或称像素可编址)称为全图形显示。而只能用装在显示器控制部件内固件中具有相同矩形点阵尺寸的字符图形块拼成图形的(或称字符图形块可编址)称为半图形显示。后者虽然画面生成快,使用简单,信息传输量少,但只能生成厂站单线图、表格、棒图、阶梯形曲线等画面;前者却能生成任意形状的两维或三维图,并可对图形进行旋转缩放等各种变化。现在一些显示器兼有全图形和半图形两种工作方式,随着计算机和显示器处理速度的提高,半图形显示将逐渐被淘汰。

**操作键盘** 调度人员主要操作工具。它和屏幕监视器结合起来,可进行人机对话做各种交互操作,如选显全网或厂站单线图,显示曲线和各种表格画面,输入数据和设定设备状态,操作远方电力网设备,检索历史数据,召唤打印,拷贝画面,起动电力系统安全经济分析软件,操作调度自动化系统设备等。为了划定各个调

度员的监视和职责范围,避免多个调度员操作的重叠和冲突,防止系统受到破坏,对每一个键盘按监控、研究分析、培训、系统管理、检修维护等使用模式(纵向划分),或按调度员操作责任区(横向划分)由硬件或软件赋以不同的操作权限和报警显示范围。

**屏幕游标定位部件** 调度员用来在画面上移动光标选择操作位置或操作项目的部件。定位部件有多种,除键盘上的光标移动键外,还有操纵杆、跟踪球、鼠标器、光笔等。当定位部件将光标移到指定位置后,用定位部件上的按键或键盘按键执行所需操作。

**音响报警装置** 电力系统或监控系统异常时,用音响向调度员报警的装置。一般装在屏幕监视器内,按事件的严重程度发出连续长音或间断音响,或发出变调声音。

**语音输入输出装置** 语音输入识别和语音合成输出装置。这类装置问世不久,但它会使人机交互的方式和内容发生巨大的变化,应用前景广阔。

**远方操作台** 实质上是调度员控制台的一种,但操作权限小,它不是装在调度室内而是装在远方。它可让未装中央监控系统的下级调度中心值班人员监视所管辖的电力网信息,或作为上级主管和有关业务部门了解电力系统运行情况的工具。

**调度员工作站** 专门供调度员进行人机交互的台式或桌边式计算机,又称图形工作站或人机交互工作站。它是一般的计算机,但配有多个监视器和图形控制插件,机内装有画面编辑显示和人机交互管理软件,主要用途是解决调度员人机交互的功能。调度员工作站的特点是:①除作图和人机交互管理工作外,没有其他软件开销,因此其作图能力可以充分扩充,人机交互的支持软件强,操作响应速度快;②将 SCADA 主计算机中原有的图形管理软件移植过来,减轻了主机的负担;③它装在以太网上,可与网上任一台计算机交换信息,有助于构成分布式系统;④硬件、系统软件和作图支持软件都是按开放式标准设计的,便于构成开放式 SCADA/EMS 系统平台。现在工作站上已能装语音输入输出、图像输入等插件,构成多媒体人机交互手段,并可将声像进行远方传输。调度员工作站和调度员控制台的区别是:前者是计算机系统中的一台专用计算机,后者是为调度员值班而专门设计的操作台桌,调度员工作站计算机体积小,它的监视器和键盘等人机交互工具都是按标准设计的部件,可以放在任意台面上,这就大大简化了专用调度操作台设计和制造工作。

**模拟屏** 模拟屏能展示电力系统结构全貌,有整体感。但其表现能力和灵活性不如屏幕显示器。具体应用中让模拟屏和屏幕显示器的优缺点互补,可获得较好效果。如模拟屏只显示电力系统网络图,只装少量关

键遥测仪表。使模拟屏面积压缩,简单明了;厂站的接线和动态信息则利用屏幕显示器详细了解。

模拟屏有不对位和灯光式两种。前者简单,适合小系统使用,后者可以不下位操作。

**记录设备** 由计算机控制在纸上记录电力系统运行参数和设备状态以及异常事件的设备。发展趋势是首先将记录信息保存在计算机磁盘上,通过屏幕监视器阅读,需要时才用打印机或绘图设备输出。

**趋势记录仪** 连续性记录设备。记录笔在纸上连续描绘参数在时间轴上变化情况。有多笔可同时记录多个参数,如频率、全系统总功率、联络线功率等。

**绘图仪** 二维或三维图形绘制设备。一般用于绘制负荷曲线、潮流图和其它图形。

**打印机** 用以打印各种统计报表和系统中发生的各种事件,也可打印某些曲线。

**画面拷贝机** 将屏幕监视器画面拷贝到纸上的设备。目前有针式、喷墨式或激光彩色拷贝打印机,它们接收的是计算机上画面显示软件组织好的图形信息,而用户不需事先再做打印图形的编辑工作。

(王元林)

diaodu zidonghua xitong

**调度自动化系统** (automation system of power system dispatching) 利用计算机、远动、通信等技术和装备实现电力系统调度自动化功能的硬、软件综合系统。它是保证现代电力系统安全、经济运行的不可缺少的手段。

**调度自动化系统的分类** 电力系统调度一般是按分层原则管理的,各级调度对自动化系统有不同的功能要求,一般可分为:数据采集与监控(supervisory control and data acquisition, SCADA)系统,能量管理系统(energy management system, EMS)和配电自动化系统(distribution automation system, DAS)(见图 1)。

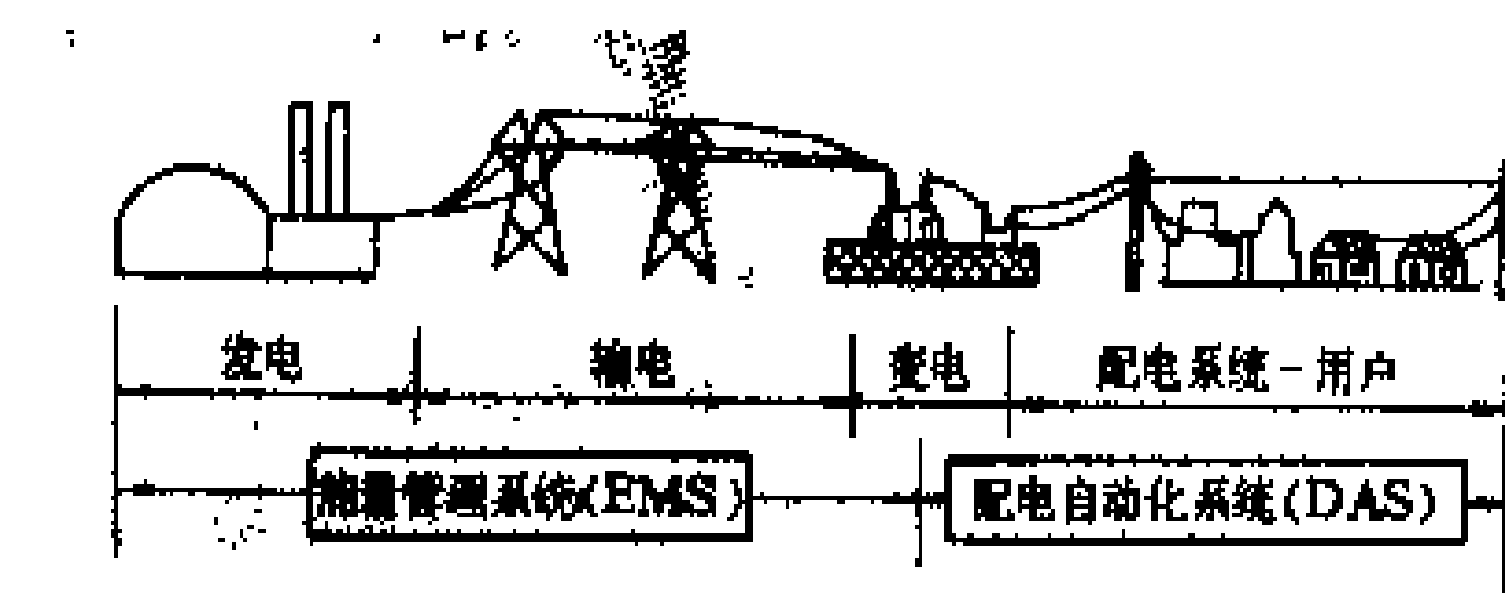


图 1 调度自动化系统分类

**数据采集与监控系统** 也称 SCADA 系统,是实现电力系统运行状态和参数的实时数据采集、处理和控制的自动化系统。它可对电力系统进行在线的安全监视,具有参数越限和开关变位告警、显示、记录、打印制表、事件顺序记录、事故追忆、统计计算及历史数

据存贮等功能；还可对电力系统中的设备进行远方操作和调节，例如断路器的分合，变压器分接头、调相机、静电电容器等设备的调节或投切。SCADA 系统是对各级调度中心都适用的基本系统。

**能量管理系统** 也称 EMS，是在 SCADA 功能的基础上进一步实现自动发电控制和经济调度控制（automatic generation control/economic dispatching control, AGC/EDC），安全分析（security analysis, SA）和对策等功能的自动化系统。AGC/EDC 实现在线闭环控制。它根据电力系统频率调整和经济调度的要求，由调度中心的计算机直接控制各个调频电厂发电机组的出力，其他非调频电厂按日负荷曲线或按经济调度的要求运行，经济调度计算中要考虑线损修正。对互联电网则按联络线净功率和频率偏移进行控制。安全分析和对策是在实时网络结构分析和状态估计的基础上按  $N-1$  原则或预定的多重事故组合进行事故预想，在出现不安全的情况下提出对策，使调度人员能够预先采取措施提高电力系统的安全运行水平，实现正常状态下的预防性控制。在电力系统已经发生线路或设备的过负荷或电压越限等不正常状态时，计算机可提出恢复正常约束的校正措施，供调度人员决策参考。为了实现以上功能，除了要有相应的软件以外，还要求有较强的计算机处理能力和较方便的数据库和人机联系的支持，因而 EMS 是调度自动化系统中的高档系统。

**配电自动化系统** 是适用于供电或配电网调度中心的自动化系统，一般具有 SCADA 功能。近年来发展了一系列进一步的功能，包括电压/无功控制、负荷管理、操作前安全性校核、故障识别和隔离、恢复供电、以及设备管理等。具有进一步功能，特别是和信息系统相结合的配电自动化系统也可称为配电管理系统（distribution management system, DMS）。

**发展简史** 早在 20 世纪 30 年代，电力系统中就有了模拟型的集中式自动调频系统和机电型的远动装置。60 年代开始用计算机实现 SCADA 功能和 AGC/EDC 功能。60 年代中期以来，国际上发生了多次大面积停电事故，使安全分析功能得到很大发展，一系列安全分析软件，包括状态估计、在线潮流计算、偶然事故预想和分析以及校正措施等不断得到应用。随着计算机性能的不断提，监控、自动发电控制和安全分析三大功能也不断发展和完善，形成了 80 年代以来的能量管理系统，这已成为区别现代电网调度中心和过去传统的调度中心的主要标志。

配电自动化系统早期以负荷控制为主要任务，以计算机为基础的配电自动化系统在 80 年代得到较大发展，特别是调度自动化系统和信息系统结合起来取

得了显著的效益。

中国调度自动化系统的研究工作开始于 70 年代。第一套计算机电网调度安全监视系统于 1978 年在华北京津唐电力系统投入运行。这套系统从硬件到软件全由中国自行研制。以后在华东、东北等电力系统也利用中国产计算机开发了类似的系统。80 年代初中国开始引进国外的成套系统，同时继续开发中国产的系统，使调度自动化有了较快的发展。至 90 年代初，中国已有 31 个网调和省调、约 190 个地调、300 多个县调配置了计算机监控系统。

**调度自动化系统的构成** 现代调度自动化系统由计算机子系统、人机联系子系统、数据采集和执行子系统、通信子系统组成（见图 2）。

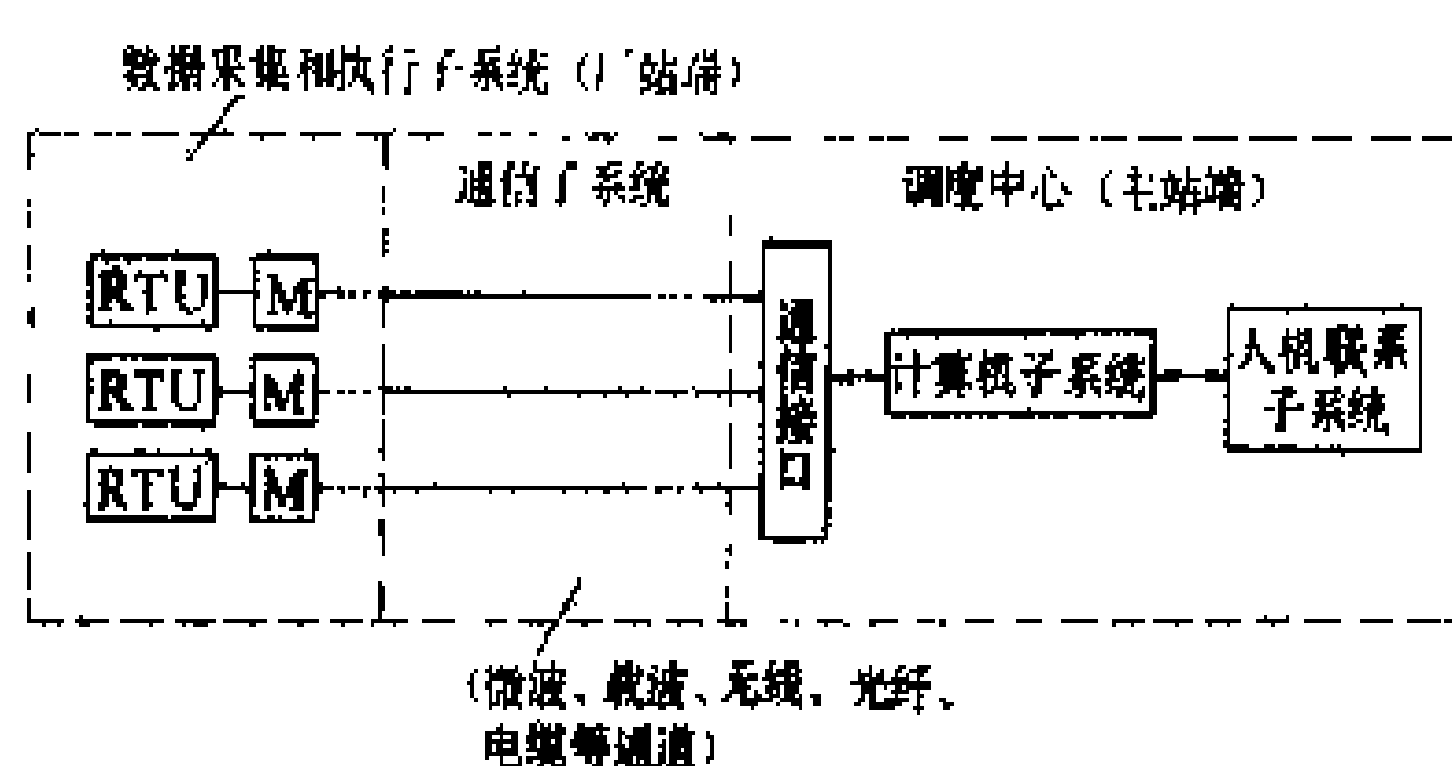


图 2 调度自动化系统构成图

RTU—厂站远动终端；M—调制解调器

**计算机子系统** 整个调度自动化系统的核心。它对采集到的信息进行处理、加工，把结果通过人机联系子系统呈现给调度人员或通过执行子系统直接进行远方控制、调节操作。它由调度中心的计算机硬件和软件组成。

(1) 计算机硬件系统。可以采用从简单的单台计算机直至多台不同类型的计算机组成的复杂系统。相应的配置方式有：集中式的单机或双机系统，分层式的多机系统和网络式的分布系统。

**集中式配置**是由一台计算机执行所有数据采集、人机联系和应用程序的功能。为了提高可靠性，设置一台备用计算机，构成双机系统。这种配置适应于小型的 SCADA 系统，也是早期普遍使用的方式。

**分层式配置**是把数据采集和通信等实时性较强的任务由独立的前置处理机完成，其他人机联系和应用程序则由主计算机完成。前置机和主计算机之间具有高速数据通道实现信息交换。还可分为三个层次，如分成前置机、主控机和后台机，其中主控机担任 SCADA 任务，后台机担任安全分析和经济计算等任务。为提高可靠性，各层次的计算机都双重化，这就是典型的四机或六机系统。70~80 年代大量采用这种配置。

**分布式配置**是把各项功能进一步分散到多台计算机中去，由局域网络（local area network, LAN）将各





台计算机连接起来,各台计算机之间通过 LAN 交换数据。备用机也同样连接在局域网络上,并可随时承担同类故障机或预定的其他故障机的任务。如果这种系统进一步在硬件接口和软件接口中都遵循一定的国际标准或工业标准,使不同厂家的产品容易互连,容易扩充,就可称之为开放系统(open system)。这种配置是 80 年代后期开始出现的,正在发展中。

(2) 计算机软件。可分为三个层次:系统软件、支持软件和应用软件。

系统软件包括操作系统、语言编译和其他服务程序,是计算机制造厂为便于用户使用计算机而提供的管理和服性软件。

支持软件主要有数据库管理、人机联系管理、备用计算机切换管理等服务性软件,是为了计算机的实时、在线应用而开发的,对应用软件起支持作用。

应用软件是最终实现调度自动化各种功能的软件,内容有:SCADA 软件,自动发电控制和经济运行软件,安全分析和对策软件等。(见调度自动化计算机系统)

人机联系子系统 完成显示、人机交互、记录和报警等任务。主要设备有彩色屏幕显示器、动态模拟屏、记录仪表、打印机、拷贝机以及声光报警器等。

(1) 屏幕显示器。它是最主要的人机联系手段,可以完成除记录以外的所有人机联系任务。在屏幕显示器上,运行人员可以观察到电力系统的实时运行状态和参数、各种告警信息和统计报表以及分析计算的结果。运行人员也可通过键盘、跟踪球、鼠标等对屏幕显示画面进行各种操作,如调出新的画面,控制计算机程序的运行,或对电力系统设备进行远方操作和控制,早期的屏幕显示器主要使用半图形显示器,它只能表示固定、有限的图形符号(如单线图)。至 20 世纪 80 年代后期,国际上大量使用全图形显示器,它可以显示复杂的二维甚至三维图形,并具有放大、缩小和平移等功能。90 年代全图形显示已采用图形工作站,它具有很强的数据处理和图形处理能力,可通过局域网络与其他计算机相连,这样也可以减轻主计算机处理画面的负载。(见调度自动化人机联系设备)

(2) 动态模拟屏。主要显示电力系统的全貌和最关键的开关状态和运行参数。它是调度人员监视电力系统运行的传统手段。有了计算机和屏幕显示以后并不取消模拟屏,而是两者更好地结合起来。由计算机和模拟屏接口把灯光、报警、数字显示信号送到模拟屏上显示。因此模拟屏已不可能脱离计算机系统独立工作。发展的趋势是逐步简化模拟屏。

(3) 打印机。它是主要的记录装置。电力系统中发生的异常或事故、发生的时间顺序、以及日常的零点

运行报表都要通过不同的打印机打印出来。

(4) 记录仪表和拷贝机。对于特别重要的参数,如频率和联络线交换功率等,可以设置记录仪表,可将这些参数的变化曲线完整地记录下来。拷贝机可以把重要的屏幕显示器画面拷贝下来,以备事后分析或查询。

(5) 音响报警。对重要的报警信号,除了屏幕显示器和模拟屏有所显示外,还配以音响报警,以引起调度人员的注意。随着人工智能技术的进展,语音报警也开始使用,调度人员可直接听到报警的原因,使报警更加直观。

数据采集和执行子系统 由分布在电力系统中各厂站的远动终端(remote terminal unit, RTU)和调度中心的前置处理机组成。RTU 实现厂站端的信息采集并发送到调度中心,同时也执行调度中心计算机下达的遥控、遥调命令。它还具有事件顺序记录(事件分辨率达毫秒级)、系统时钟同步、通道的监视和切换、自恢复和远方诊断等功能。

前置处理机的主要功能有:信息的接收和发送,传输差错校验,不同 RTU 规约的转换,工程单位转换,时钟的同步,实时数据库的更新,通道的监视和自动切换以及对错误信息的记录和统计等。前置处理机的前两项任务(信息的收、发和传输差错校验)还可由专门的通信控制器承担,以分担前置处理机的负载。通信控制器由多个微处理器组成,每个微处理器负责处理几路(4~8)通信线路送来的信息,这样也便于分别处理不同规约的 RTU 信息。为了保证信息的实时性,前置机对 RTU 的查询可按信息的重要性分不同的周期查询。如第一级为遥信变位信息,应保证用最短的周期(如 1s)进行查询,第二级是重要的遥测量,第三级是其他遥测量和信息,后二级的查询周期可以稍长(3~20s 直至若干分钟)。

通信子系统 调度中心的计算机系统和厂站 RTU 之间的信息传递以及各级调度中心计算机系统之间的信息传递都要借助于通信系统。通信系统的媒介有微波、电力线载波、专用通信电缆、特高频无线、散射、卫星和光纤等。调度自动化要求通信子系统提供一定质量和带宽的通道,一般误码率应不大于  $10^{-6}$ (视媒介种类而异),RTU 与调度中心通信的典型速率为 600~1200 bit/s,远程计算机之间的通信则要求 1200~9600 bit/s 或更高。对重要的 RTU 通信和计算机间通信应具有备用通道。调度端与厂站端通道的连接方式有点到点、公线、数据集中和转发、环形等。(见电力系统通信)

系统主要性能指标 可从系统功能和处理能力、系统响应时间、系统可靠性以及系统精度和分辨率等几方面来考察。

**系统功能和处理能力** 系统主要功能表明系统属于何种类型,如 SCADA, EMS 等,系统处理能力一般用可处理的模拟量和开关量总点数表示,例如从 1 万点到 10 万、20 万点等。这只是一个大致的容量指标,可以估计数据库的规模和计算机存贮容量。

**系统响应时间** 指某项功能或事件从开始要求或发生的瞬间起至该功能完成或事件被计算机识别并存储的一段时间。一般有以下响应要求:①开关量发生变位并传送至主站 $<1\sim 3\text{ s}$ ;②遥测量变化传送至主站 $<3\text{ s}$ ;③遥测量全系统扫描:30 个接口 $3\sim 8\text{ s}$ ;④控制命令 $<3\text{ s}$ ;⑤遥调命令 $<4\text{ s}$ ;⑥画面响应 $<3\sim 5\text{ s}$ ;⑦画面刷新 $5\sim 10\text{ s}$ ;⑧双机切换时间 $<30\text{ s}$ 。

**系统可靠性** 用系统可用率和平均无故障运行时间表示。

(1) 系统可用率。它是衡量整个系统可靠性的指标,由下式计算

$$\text{系统可用率}(A) = \frac{\text{系统运行时间}}{\text{系统运行时间} + \text{系统停用时间}} \times 100\%$$

系统运行时间是指整个系统保证基本功能正常运行的持续时间。运行中某个设备坏了但不影响调度自动化的基本功能,或有备用设备自动或手动投入未影响系统基本功能,都不算系统停用时间,而可累计入系统运行时间。停用时间是指整个系统丧失其基本功能后不能运行的时间,包括故障时间和维修时间在內。系统可维护性决定系统停用时间。可维护性好,系统故障后维修的时间就短,相应的系统可用率也随之提高。调度自动化系统的可用率应 $\geq 99.8\%$ (双机系统)。

(2) 平均无故障运行时间。一般衡量单个设备的可靠性。它指一个设备在运行中发生两次偶然性故障的平均间隔时间。主计算机和 RTU 都要求在 8760 h 以上。

**系统精度和分辨率** 一般有下列要求:测量量综合误差不超过 1.5%,开关量通信正确率不低于 99%,遥控、遥调正确率不低于 99.99%,对 RTU 的事件顺序记录分辨率应小于 10 ms,站间的事件顺序记录分辨率应小于 20ms,RTU 的 A/D、D/A 转换误差应小于 0.5%。

**调度自动化系统展望** 在系统配置上将更多地采用以精简指令集计算机(reduced instruction set computer, RISC)为基础的工程工作站和高性能微机组成的分布式开放系统。开放系统(open systems)是指各种硬件、软件接口都向国际标准和工业标准靠拢,包括操作系统接口、图形接口、数据库标准语言、系统分布管理、计算机网络协议等(参见彩图插页第 16 页 29 图)。这样的系统易于扩充,软件的兼容性和可移植

性好,不同系统易于相互操作。这样的基本系统形成一个调度自动化系统的 EMS 平台(EMS platform),用户可以很方便地在这个平台的基础上扩充不同厂家的硬件和开发、集成各种应用软件。

高性能图形工作站能显示多窗口、多层次的图形和三维图形,使人机联系的手段进入一个新的阶段。大屏幕投影显示器的应用有可能逐步取代模拟屏的作用。人工智能技术的语音控制和语音报警功能将使调度人员与计算机的交互更为直观。

在 EMS 功能方面,静态安全分析将更加实用,并把安全和经济问题更好地结合起来。在线暂态稳定分析及预防稳定破坏措施将成为动态安全分析和预防控制的重要内容,EMS 将与安全自动装置在线地联系起来。专家系统技术也会得到更多的应用,例如智能报警系统,事故分析和操作处理指导,大面积停电后的恢复控制等。知识库和推理机制的引入将使计算机具有更多的智能。

(刘 觉)

diaodu zidonghua xitong shili

**调度自动化系统实例** (typical dispatching automation system for electric power system)

分层式的能量管理系统,分布式的开放系统和以微机为基础的监控系统代表了不同规模,不同年代的调度自动化系统,它们在实施中国调度自动化的进程中起了重要的作用。

**分层式能量管理系统** 中国华北、华中、东北、华东四个大区电力系统调度中心于 1987~1988 年间先后运行了自英国西屋公司引进的能量管理系统(WESDAC-32)。该系统代表了国际上 80 年代中期的水平。

**系统配置** 采用典型的主机-前置机分层系统,但主机和前置机通过以太网(ethernet)相连。主机和前置机都是双机冗余,一台在线,一台备用(见图 1)。

(1) 主机。采用美国 DEC 公司生产的 VAX 系列超级小型机 2×VAX11/785,每台主机各配 12 MB 内存(后扩到 16 MB)、一台磁带机和 2×456 MB 磁盘。

(2) 前置机。两对共 4 台 PDP11/73 作为前置机,一对前置机和西屋公司 μ4 F 型远动终端接口,另一对前置机和其他非 μ4 F 型远动终端接口。前置机还和两台高精度时钟(型号为 philippe)接口,其中一台为备用。

(3) 人机系统。采用 3 台 AYDIN-5215 显示控制器,共配有 11 台彩色屏幕显示器、1 台彩色拷贝机以及多台打印机和黑白显示终端。

(4) 远动终端设备。采用 μ4 F 型 RTU。

(5) 模拟屏驱动器。采用 2 台和 RTU 类似结构的本地终端设备 (local terminal unit, LTU) 和模拟屏接口。

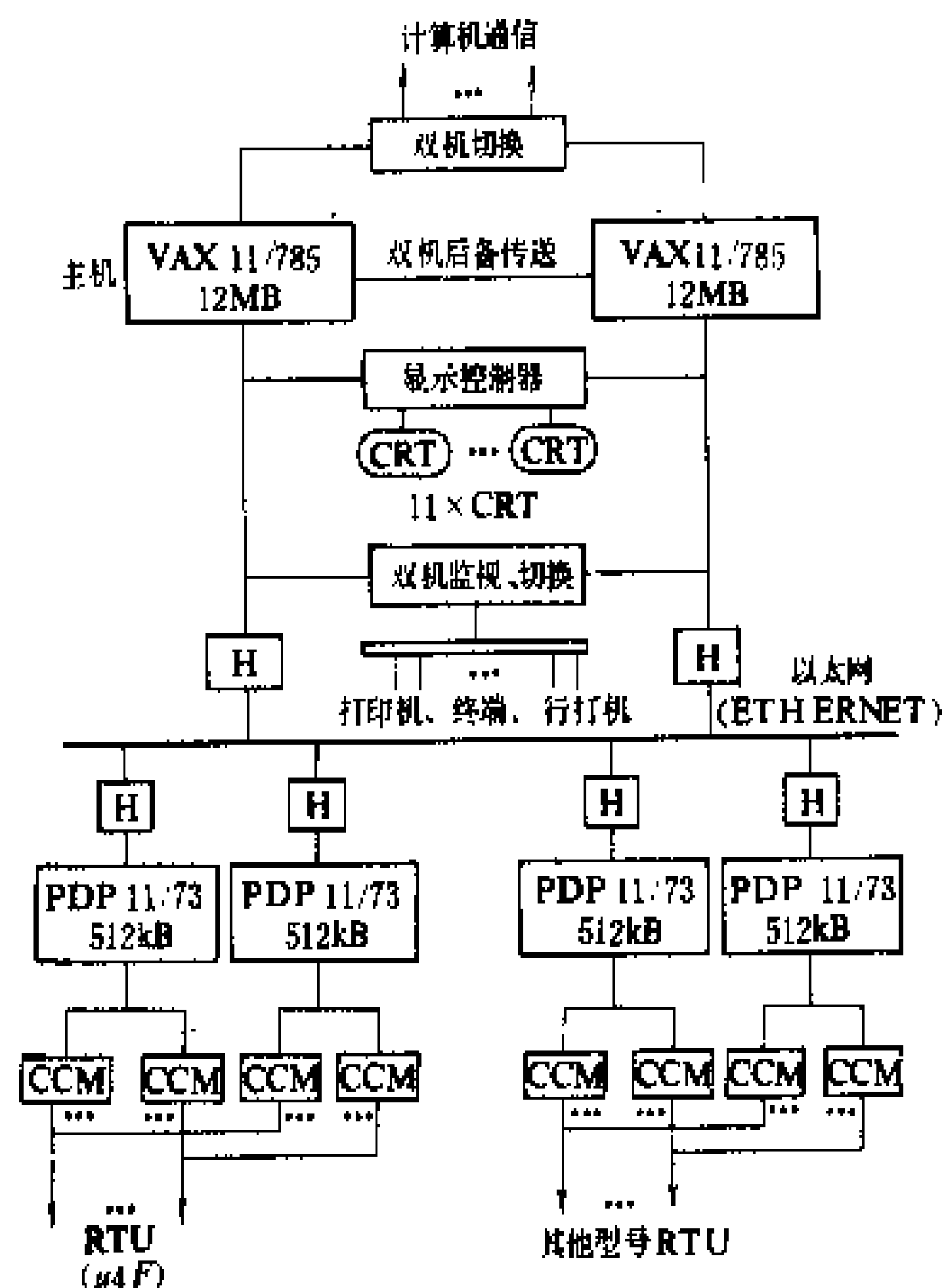


图 1 WESDAC-32 能量管理系统配置图  
CCM—通信控制器；H—以太网接口

**软件系统** 系统软件采用美国 DEC 公司的 VAX/VMS 4.5 版，支持软件用美国 ESCA 公司的 HABITAT 2.3 版，应用软件则采用英国西屋公司开发的监控软件，ESCA 公司开发的自动发电控制和经济运行软件，以及网络拓扑软件。

系统软件 VAX/VMS 操作系统是一个具有虚拟存贮、优先级中断管理的实时操作系统，并具有丰富的服务例行程序，便于用户的使用。

支持软件是美国 ESCA 公司专为电力网实时应用开发的，名为 HABITAT。它包括数据库管理系统、画面编辑处理、人机对话管理、应用程序管理以及开发工具。数据库管理系统既支持关系型也支持层次型数据结构。可用人机对话方式定义和生成数据库。在访问时可以用名字调用，且速度快，满足实时应用的要求。还可利用家族 (family) 的概念，只用一套数据库定义生成多套数据库实体，以满足应用程序在不同环境下 (如实时、分析、培训等) 的应用。画面编辑处理程序允许用户通过人机交互方式定义画面及画块，生成背景画面，建立前景数据与数据库的联系，设定画块

或画面是否显示的条件等。人机对话管理处理画面的调用和刷新，处理用户的命令，以及发出各种信息和出错显示等。应用程序管理及开发工具提供成套服务工具包括应用程序定义、消息定义、打印记录管理、时钟管理、任务调度管理以及运行子程序库等。

应用软件的监控部分由英国西屋公司开发，功能有数据采集、报警处理、遥控遥调、记录打印、事故追忆及重演、内部通信、特殊运算操作、双机切换、信息后备传送、趋势曲线、历史数据存贮及报告。自动发电控制和网络拓扑软件由美国 ESCA 公司提供。自动发电控制程序内容有电力系统自动频率控制，联络线交换功率控制，运行备用容量监视。经济调度程序计算发电机组的经济功率分配，网络拓扑程序根据电力网开关状态信息计算出电力网的连接结构，以供其他应用程序使用。其他的电网分析应用程序由中国自行开发。

**新一代的分布式开放系统** 20 世纪 90 年代初，一些能量管理系统厂家开发了分布式开放系统。较早进入市场的有德国西门子 (SIEMENS) 公司的 SINAUT-SPECTRUM 系统 (见图 2)。该系统已被中国国家调度中心引进。该系统采用了全分布式结构，计算机系统由 32 位的 SUN-SPARC 服务器和图形工作站组成，并以双以太网 (ethernet) 连结。计算机处理器具有精简指令集 (RISC) 结构，操作系统采用 UNIX。处理机根据用途不同采用不同档次的服务器，运算速度在 10~20MIPS 或更高。

根据功能分布的原则，系统由全图形工作站完成的

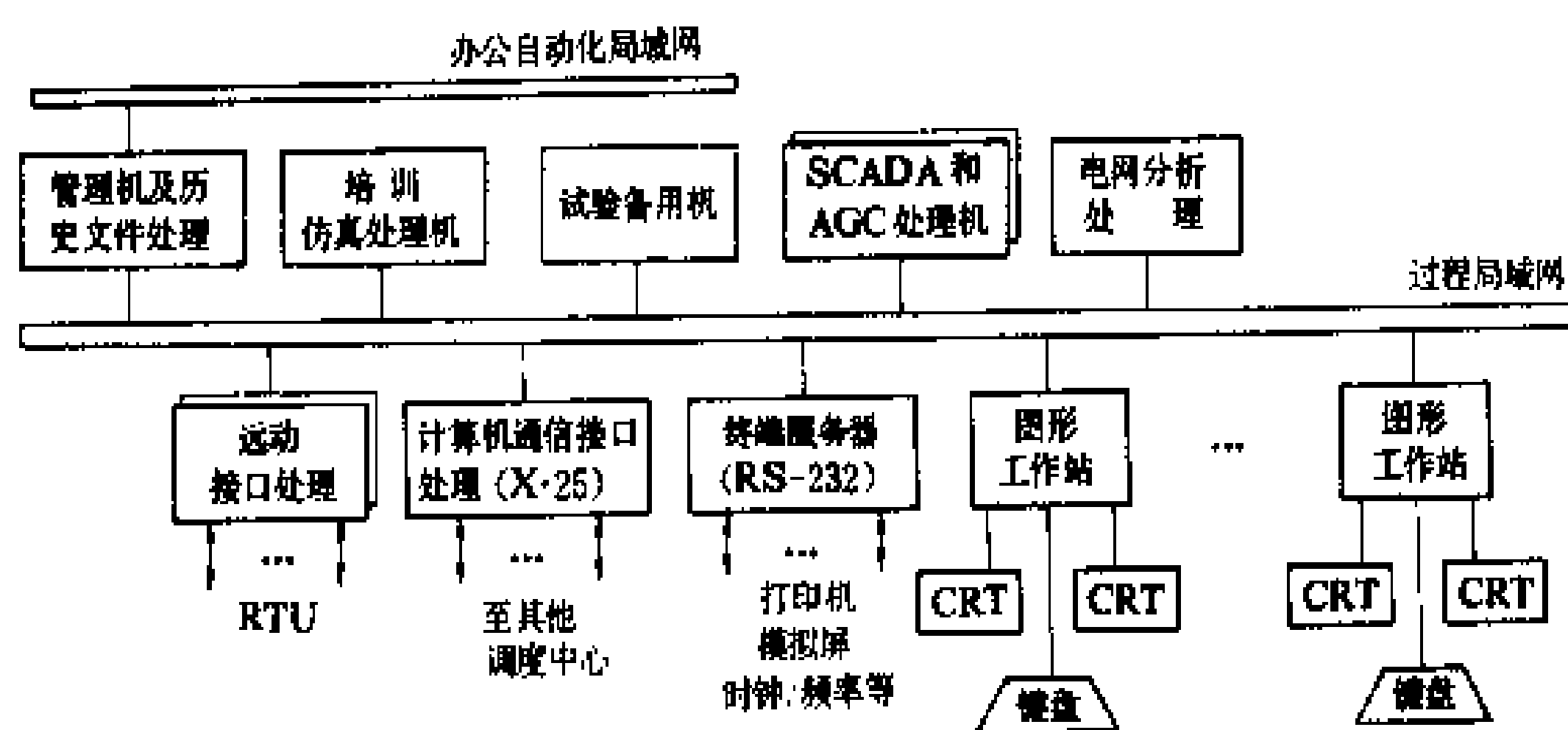


图 2 SINAUT 分布式系统

人机联系功能，由多台面向数据处理的服务器完成指定的应用功能，由特殊开发的以微机为基础的通信控制器完成远动接口和 X.25 计算机通信接口功能。历史数据处理服务器可以通过另一个独立的局域网络和办公自动化系统相连，以适应电力企业各部门的需要。

软件系统以 UNIX 操作系统为核心，配有实时数据库管理系统，支持关系型数据结构。主要的实时任务使用一个公用库，非实时应用程序使用公共库的一个拷贝。实时库由监控处理机集中管理，各图形工作站及



应用程序服务器都维持一个实时数据库的动态数据副本。分布式环境中各处理机中进程之间的联系和通信采用了软总线 (softbus) 的概念, 统一界面, 简化接口, 并符合开放系统互连 (OSI) 的国际标准。目前采用点对点应答方式。应用软件配有监控、自动发电控制和电网分析软件, 还有调度员培训仿真, 专家系统应用等。其中有的还在开发之中。

**微机监控系统** 对一些中小型电力系统、城市供电系统和工业企业电力网的自动化监控系统, 可以采用以微机为基础的调度自动化系统, 实现基本的监控功能。随着个人计算机能力的增强, 局域网络和微机图形显示器的采用, 系统能力也在不断提高, 这样的系统在中国的地区以及县级调度所广为应用。以使用较多的 WJ-330 系列为例 (见图 3), 系统采用分布式结

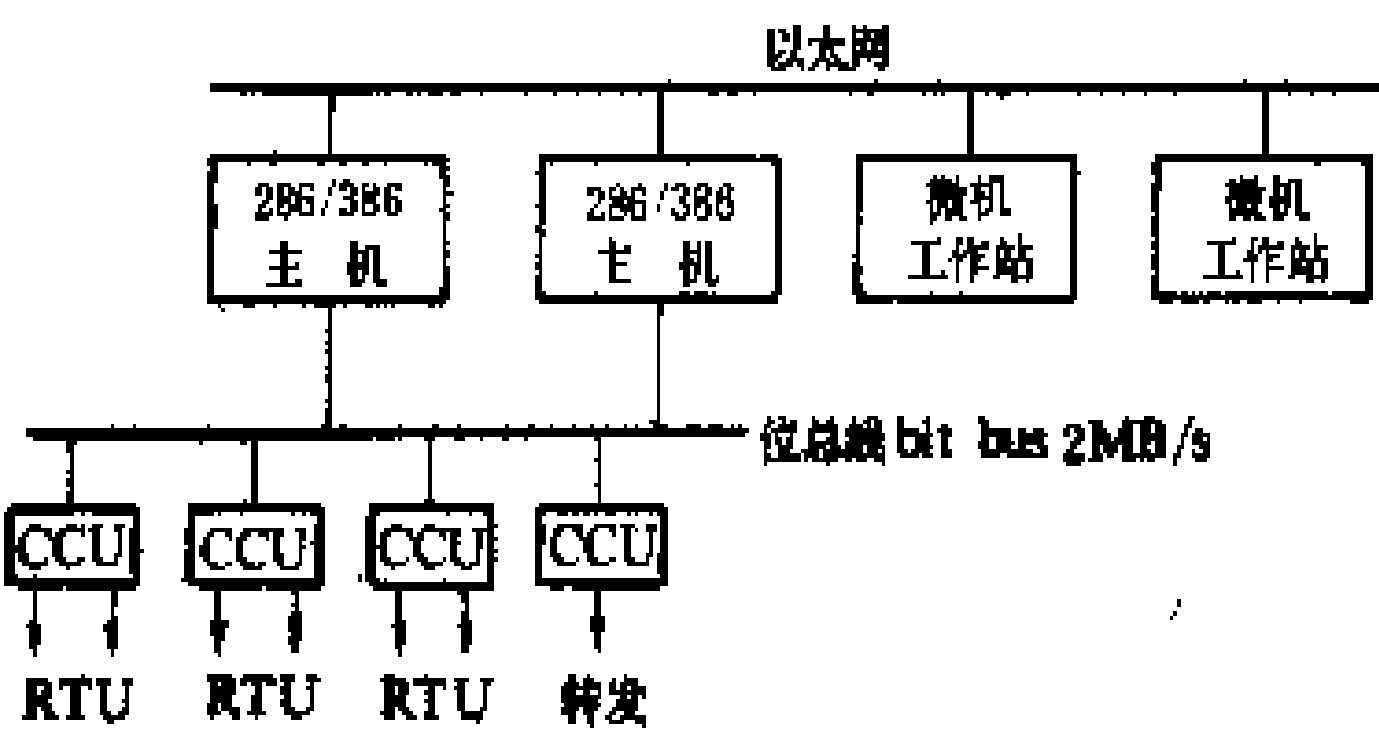


图 3 WJ-330 系统配置图  
CCU—通信控制器

构, 前置机采用多块智能通信模块, 经位总线 (bit bus) 连在一起, 每个模块有一片 8044 微处理器, 负责处理 2 台 RTU 信息, 无论哪一个通信模块出故障, 主计算机均会打印记录并声光告警, 同时也可以将信号自动切换到备用板上去。主计算机采用 286 型或 386 型工业微机, 若干台主机和工作站用以太网相连, 每台主机还各配一块位总线接口板, 以最大至 2.4 Mbit/s 的速率和前置通信模块相连, 以接收前置机的信息。系统具有一般监控系统所需的各种功能, 包括: 在线监示, 画面显示, 历史数据存储, 制表打印, 事故追忆, 系统统一时钟, 事件顺序记录, 向上级调度转发远动信息等, 同时还向用户提供人机交互做图, 生成表报, 运行参数修改, 离线表格处理等功能。

(刘 觉)

Dongbei dianli xitong  
**东北电力系统** (Northeast China electric power system) 见中国电力系统。

Dong' ou geguo dianli xitong huanlian  
**东欧各国电力系统互联** (interconnection of electric power systems in East Europe)

东欧各国电力系统相互连接, 形成联合电力系统。

**电力系统互联的形成和发展** 早在 20 世纪 50 年代东欧各国间通过 110 kV 和 60 kV 线路相互有局部联系。如 1953 年匈牙利和捷克的电力系统, 通过双回 110 kV 线路互联; 1955 年各国间交换电能为 5.6 亿 kW·h, 主要是对各国边境地区的用户供电。

1950 年在原经济互助委员会 (简称经互会) 下设立电能交换和综合利用多瑙河水利资源委员会, 后来改组为电能常设委员会。1960 年根据这一委员会的建议建造第一期 220 kV 输电线, 将民主德国、波兰、捷克斯洛伐克和匈牙利电力系统互联。1962 年建造苏联利沃夫电力系统与匈牙利和波兰间的 220 kV 输电线, 使苏联向东欧各国送电。当时供电的覆盖面积为 72.1 万 km<sup>2</sup>, 总装机容量为 28280 MW, 1963 年 1 月的最高负荷为 18240 MW, 联合电力系统通过三条 220 kV 双回路和二条 220 kV 单回路的线路互联, 总的互送能力为 2200 MW。

1962 年 7 月 25 日, 原经互会电能常设委员会建议由各成员国政府代表签订《关于建立互联电力系统中央调度所的协议》。1963 年建立苏联与罗马尼亚间的暂时按 220 kV 运行的 400 kV 输电线。在 1967 年建成罗马尼亚与保加利亚间的 220 kV 输电线, 实现了东欧电力系统的互联。

1978 年底, 从苏联文尼察 (Винница) 到匈牙利的阿尔贝蒂沙 (Albertisa) 的 750 kV 线路建成, 同时苏联南部的电力系统也加入与东欧各国电力系统的互联。

1985~1986 年间, 苏联至波兰和罗马尼亚间分别建成了 750 kV 联络线。这时, 东欧各国已发展到有三条 750 kV, 15 条 400 kV 和 15 条 220 kV 的线路, 总输送能力约 16500 MW。东欧联合电力系统除与苏联统一电力系统相连外, 还与欧洲发输电协调联盟 (UCPTE) 的联合电力系统 (简称西欧电力系统) 通过奥地利的迪尔拉尔背靠背联络站相连, 并且还向南斯拉夫、土耳其和希腊供电。

**电力系统概况** 根据 1985 年 12 月 31 日统计, 联合电力系统总装机容量为 160295 MW, 其中火电占 69.5%, 核电占 9.7%, 水电占 11.1%, 企业自备发电占 9.7%。各成员国的装机容量如表 1。

表 1 东欧联合电力系统各国装机容量

国 家	装机容量 (MW)	火电 (%)	核电 (%)	水电 (%)	企业自备 (%)
波 兰	30107	83.0	0	6.6	10.4
民 主 德 国	22764	61.5	8.1	7.5	22.9
捷克斯洛伐克	20322	61.1	10.8	14.5	13.6

续表

成员国	装机容量 (MW)	火电 (%)	核电 (%)	水电 (%)	企业自备 (%)
匈牙利	6220	81.7	14.1	0.8	3.4
罗马尼亚	18839	71.6	0	23.2	5.2
保加利亚	10098	53.2	17.4	19.6	9.8
苏联南部	51945	70.4	16.0	9.2	4.4

1985年全电力系统发电量为7587.64亿 kW·h，其中火电占74.9%，核电占12.8%，水电占4.6%，企业自备发电占7.7%。各成员国电力系统发电情况如表2。

表 2 东欧联合电力系统各国发电情况

成员国	发电量 (亿 kW·h)	火电 (%)	核电 (%)	水电 (%)	企业自备 (%)
波兰	1377.08	90.8	0	2.8	6.4
民主德国	1138.29	67.2	11.2	1.5	20.1
捷克斯洛伐克	806.22	67.1	14.6	5.2	13.1
匈牙利	264.18	72.6	24.5	0.6	2.3
罗马尼亚	716.67	79.3	0	15.69	5.02
保加利亚	415.29	51.9	31.7	5.4	11.0
苏联南部	2868.71	67.1	14.6	5.2	13.1

1985年联合电力系统各成员国间以及和其他电力系统的互供电量达630亿 kW·h（参见彩图插页第10页12图），各国输出、输入电量如表3。

表 3 东欧联合电力系统各国输出和输入电量

成员国	输出电量 (亿 kW·h)	输入电量 (亿 kW·h)	净输出电量 (亿 kW·h)
波兰	74.73	54.55	+20.18
民主德国	35.13	38.36	-3.23
捷克斯洛伐克	71.06	107.88	-36.82
匈牙利	19.25	127.32	-108.07
罗马尼亚	1.76	34.35	-32.59
保加利亚	9.64	61.70	-52.06
苏联南部	344.91	50.42	+294.49
其他	73.53	155.43	-81.90

电力系统调度管理 东欧各国联合电力系统中央调度所是一个独立的国际组织，由成员国各派一名代表组成理事会。理事会每年召开两次定期会议，讨论和批准联合电力系统的运行方式、电量交换细则、调度所工作计划、经费预算以及人事安排。

中央调度所设主任、副主任，此外，设有运行组，计划组，继电保护、自动化、通信、远动组，计算机组，负荷记录组，运行分析组。它作为常设工作机构，贯彻执行理事会的决议和进行每日的运行工作。

中央调度所有如下具体任务。

- (1) 确定互联电力系统的运行方式。
- (2) 编制措施，保证正常频率运行。
- (3) 监视互联电力系统的运行情况。
- (4) 根据订约双方合同的相应条文，在运行计划和负荷曲线的基础上，协调系统间互供电力。
- (5) 在运行计划和负荷曲线的基础上，利用可用的多余电力，组织和协调互联电力系统间的互相支援。
- (6) 在危及互联电力系统安全运行时，组织联合电力系统各调度中心，共同采取措施，以消除故障。
- (7) 协调互联电力系统必要的继电保护、自动装置、遥测和通信装置的运行，以保证电力系统正常运行。
- (8) 进行互联电力系统联络线电力和电量的潮流测定和统计，按时段向成员国调度中心提供这些记录和统计结果，并编制电力系统间互供电能结算办法。
- (9) 预先编制和组织审查互联电力系统的测定和试验方案，并协调各成员国调度中心进行有关测试工作。
- (10) 分析互联电力系统运行情况，并制订提高互联运行效益的措施。
- (11) 组织各成员国专家研讨会，交流有关改善互联运行方面的经验。

东欧联合电力系统中央调度所设在捷克斯洛伐克首都布拉格。调度所主任、副主任以及其他主要负责人，由成员国派代表轮流担任，各专业技术工作人员则雇用当地公民。中央调度所的开支由成员国平均分摊。

（蔡 洋）

## dongli ziyuan kaifa

**动力资源开发** (study of energy resource exploitation) 研究与电力有关的动力资源的合理开发利用。主要内容有：①动力资源；②一次能源的调查分析；③动力资源开发的研究；④开发动力资源需要考虑的因素。

动力资源 发电所需的一次能源。电力工业是将一次能源转换成电能(二次能源)供广大用户使用的事业。1882年公用电力开始出现。当时，主要用煤作为动力资源，烧煤产生蒸汽推动蒸汽机，带动发电机。几年后，陆续采用水力推动水轮发电机，用油作动力燃料推动柴油或汽油发电机。蒸汽机逐渐为汽轮发电机代替，发电厂的锅炉也有烧其他燃料的，如天然气、重油、木材等。但电力部门发电主要还是靠煤炭和水力。20世纪50年代，开始出现了核电，以铀的裂变作为动力资源，通过反应堆，发生蒸汽，推动汽轮发电机。至今，全世界建成的核电站总容量已超过3亿 kW。60年代，电力工业日益发展，电力系统规模越来越大，便于开发的水



力资源在一些发达国家,如日本、美、英、法等国已开发殆尽,水电建设的比重逐渐减小。同时,中东石油产量大大增加,价格便宜,因而世界各国,包括苏联在内,发电厂锅炉大量烧油。1973年石油危机出现,油价猛涨。资本主义世界各国经济发展速度大大降低,各国电力工业也力求减少对进口石油的依赖,有资源的国家如英、美,自己增产石油的同时,仍继续建设烧煤电厂;缺乏资源的国家,则力求能源多样化,或者大量建设核电厂,以核能代替石油,如法国,或者大量建设液化天然气电厂,以天然气代油,如日本,并在进口石油方面,从多国进口,并增加石油储存量达92天。各国在开源的同时,也以极大努力,开展节能工作,都取得了较显著的成绩。近几十年,各国也纷纷在研究新能源,包括太阳能、风能、潮汐能、波浪能、海洋温差能、生物质能、地热能等,这些都取得了一些进展并都能用以发电,但或者由于过于分散,难以大量集中,或者难以持续稳定生产,或者价格昂贵,在近期内,还不能大量用作发电所需的动力资源,只能供少量辅助电源,或在电力系统难以到达的偏僻地区作小量电源之用。公用电力事业的动力资源还只能采用传统的常规的能源,即煤炭、石油、天然气、水力、核能。

**一次能源的调查分析** 发电能源在一次能源消费中所占比重是很大的,并随着经济的发达而日益增大。从1973年到1985年,美国由26.5%升到33.3%,日本由30.2%升到39.8%,联邦德国由28%升到33.6%,法国由23.5%升到39.1%,英国由32.7%升到34.2%,加拿大由34.7%升到44.7%,意大利由24.1%升到28.8%。有些国家预测今后若干年将超过50%。中国也由1975年的17%上升到1985年的21%。因此,在开发动力资源中必然要研究全国的或全地区的一次能源平衡情况,要遵照国家的一次能源开发政策。

**研究一次能源平衡,**一方面要预测规划期内一次能源总需要量,另方面要谋求开发经济的、稳定的、可靠的一次能源资源,要对可能取得的各种一次能源资源进行广泛深入的调查。一般来说,先考虑本地区、本国的能源资源的开发,在本地区、本国资源不足的情况下再考虑由外地区或外国购买。但在有些资本主义国家的电力公司,由于区外或国外能源价格比本国或本区的便宜,也进口外地的能源(包括石油、煤炭、天然气、核燃料或电力)。特别是本国缺乏资源的国家,更考虑进口能源多样化(多种类,多来源),并加大存储量,以防止发生意外短缺时受到很大的冲击。

在中、长期规划中准确地预测一次能源需要量是困难的,因此,往往制定高、中、低几个不同方案,大致明确需要量的范围。传统的测算方法是用能源消费弹性系数法,从国民经济的增长率求能源消费量的增

长率。各国通用的能源弹性系数是能源消费总量的年增长率与国民生产总值(GNP)的年增长率的比。中国过去用工农业总产值计算国民经济,能源弹性系数是采用能源消费总量的年增长率与工农业总产值年增长率的比。在相同情况下,按工农业总产值算出的比数一般小于按国民生产总值计算出来的比数。自1988年开始,中国也改用国民生产总值(GNP)计算国民经济,今后的能源弹性系数与各国通用的一致。1973年石油危机之前,各国能源弹性系数大都在1左右。石油危机以后,资本主义国家经济发展速度大大降低,很多耗能高的产品减产或停产,主要依靠耗能少的产品增产(如电子产品和轻工产品)和第三产业增产来增加产值,同时大量开展节能,制造出种种节能产品,因而能源弹性系数大大下降,自1973年至1980年间,发达国家降至0.4,发展中国家降至0.8。但有的国家近年出现经济萧条时,如英国,能源弹性系数甚至出现负数。在推算未来规划期内的一次能源需要时,可根据历史统计资料,分析未来国民经济的发展变化,如根据科技进步研究能源有效利用程度的变化,研究产品结构和经济结构的变化,研究居民收入及消费水平的变化,研究经济政策的变化,并参考国外的经验,来选取在规划年限的能源弹性系数,乘以未来年限的国民生产总值的增长率,求得能源消费总量的增长率,从而得到未来年限的一次能源的需要量。近20年,由于采用了计算机可作大量计算,数量经济学的理论盛行,出现了种种运用数学模型的方法,进行预测分析。较为常见的是运用投入产出分析方法,即从国民生活的基本需要和社会各部门生产产品的最终能源消费(end-use)进行计算和优化分析,来研究能源需求或从用能设备的终端能源消费来研究能源需求。但是,实际测算结果也往往与后来的实际情况有较大出入,例如70年代后期,美国、日本等国家、经过测算,认为1985年以后将出现石油供应不足,90年代更为严重。事实上,1986年却出现了石油供应过多,油价狂跌的情况。因而在1988年举行的世界能源会议上一个技术会议的结论为:“任何特定国家的未来能源的需求是不可能用一个预先建立好的模型进行数学的决策”。由于影响能源需求量的因素是多种多样的,应该用多种方法进行测算,并进行较全面的分析,以求得较合理的需求水平。

至于对各种一次能源所能提供资源进行调查,在中国国内,可以对油田、气田和矿区的地质蕴藏量和探明储量以及其开采、运输条件进行了解,对于水力资源则需进行河流水电规划。本国缺乏能源资源的则需研究国外各种能源市场的供应条件及其价格。

**动力资源开发的研究** 发电采用何种一次能源还要根据发电的需要来进行研究,总的要求是力求降低



电力成本并应保证供应稳定可靠。

水力资源的开发需要综合考虑防洪、供水、航运、发电的要求，需要考虑全流域的合理的梯级开发。一般具有多年调节水库的水电站对电力系统运行最为有利，可以承担调峰、调频、事故备用的作用，但淹没土地多，移民困难大。径流水电站只能带基本负荷。水电站在枯水期发电出力将要减低，为此，在电力系统的装机容量上需有一定的重复容量。中国水力发电资源理论蕴藏量有6.8亿kW，可开发容量有3.78亿kW，现在只开发了3000多万kW。大量的资源集中在西南峡谷区，沿海资源已大部分开发。由于季风影响，中国的水电站，一般在枯水期最低时只能发出1/3~1/4的出力。

烧油发电，不需磨煤、除灰设备，炉膛容积小，便于带低负荷，因而在60年代曾经广泛采用烧油发电，起初烧重油，以后也普遍烧原油。1973年石油危机之后，油价猛涨，大都不再大规模发展烧油发电。同时，不少专家认为世界石油资源并不太多，有的认为还可用几十年，有的认为还可用百余年，总之是有限的，这些有限的资源应供应那些必需用油的设备使用，如汽车、飞机、拖拉机等，不应用于发电。中国探明的石油储量不多，已经确定不再建设烧油电厂，原来烧油的电厂也陆续改为烧煤。

烧天然气发电，除炉膛较大外，也存在烧油同样的优点，并且最为干净。但天然气开发不能大量贮存，不能像石油那样容易运往市场销售。大量输送需要建设长距离的管道，或进行液化后船运，费用很高，需要有20~30年的稳定的供应关系方才合算。中国现已发现的气源甚少，还难以考虑大量燃气发电。

全世界煤炭资源较多，烧煤发电从资源供应来说没有问题，但开采和运输都比较费事，电厂燃烧要有磨煤及除灰设备，锅炉在低负荷运行时容易灭火，燃烧后的灰尘、硫份及氮氧化物对空气污染较大，需要有除尘的高效率除尘设备，对含硫高的煤尚需增添脱硫设备。增添脱硫设备将使电厂基建造价增加15%~30%。煤炭种类较多，优质炼焦煤应供冶金使用。电厂多使用动力用煤。褐煤采出后露天存放时日较长，发热量将降低，因而专供发电用。过去发电用煤常常采用低质煤，发热量低，灰分大，对锅炉磨损严重，对于现代化的高温高压（亚临界和超临界的）大容量锅炉十分不宜，因此，现在各国电厂用煤一般都对原煤经过洗选，减少灰分，提高发热量。对于煤炭含硫量的控制，很多国家都规定含量不超过1%，在大城市附近，规定含量不超过0.7%，有的规定不超过0.4%。中国煤资源丰富，截止1990年末，全国保有储量为9544亿t，煤炭是其主要的动力资源，中国电厂主要靠烧煤发电。

核电站初投资大，建设时间长，需8~10年，投产后初期可用率一般在70%左右，只能带基本负荷。但是燃料运输量小，运行费用低，无烟尘污染。一般来说，都采取了严格的安全措施，可以防止核污染，但由于几个核电站的事故，在各国群众中形成了恐惧心理，居民对在当地建设核电站，往往强烈反对，造成选择厂址的困难。至于核燃料的供应，目前国际市场上仍是供过于求。中国已经探明的核资源不多，在将来大量兴建核电站之后，可能要进口核燃料。

开发动力资源需要考虑的重要因素 在研究动力资源的合理开发利用时，有三个重要因素必须考虑。

(1) 运输问题。发电所需的动力资源量很大，长距离、大数量的动力资源输送费用很高，1981年国际能源机构(IEA)曾对天然气输送价格作过典型测算，每 $10^6$ 英热单位的天然气井口最高价格为1.38~2.80美元，管道输送费将加1.78美元，如采用液化运输，将加2.30~3.20美元，亦即运输费用大于井口最高价格。大容量烧煤电厂所需原煤量，也很大，除可在矿口建电厂以高压输电线外送电力，也可以铁路输出煤炭至负荷地区的电厂，或者由铁路倒水运(海运)至负荷地区的电厂。用铁路或船运煤炭，其运费将随里程增加而增加，但最主要的是应尽量减少倒驳，每倒驳一次费用都将增加。船运运输，大船较小船便宜得多，一条12.5万吨船的运费只合1.5万吨船的1/5。因此，在海边建电厂应尽量考虑接收大船运输。各国运煤过去多用2~3万吨级轮船，现在考虑用12.5万吨级轮船，最大的达25万吨级船。在中国，煤、电、运问题一直是个突出的问题，因为中国沿海各省和东北、华中各省普遍都要依靠山西-陕西-蒙西-宁夏这一能源基地供煤，而基地依靠铁路东运、南运的能力不足，经过铁路运至海港船运南下的港口运力也不足，极大地限制了各地国民经济的发展。继续增建向东、向南的铁路也受到山口的限制，充分在能源基地建电厂向外输送电力又受到基地缺水的限制。为了充分满足各省国民经济发展需要，必然要充分开发当地的水力和煤炭资源，并且要尽量解决基地能源外送问题，既要建铁路、港口，也要建输电线路，并要研究以管道输送水煤浆。在输煤困难的省份，还要建设一些核电站。

(2) 环境保护问题。各国对于电厂的环境保护问题都有严格的要求，最近由于要减少对温室效应的影响，对火电厂的烟气不仅要防尘、脱硫、减少氮氧化物，并且对大量的二氧化碳也希望减少。为此，将来有可能转而采用核电站以替代一些火电厂。中国电厂大部分是烧煤电厂，煤质较差并且有相当数量的高硫煤，环境保护问题将越来越突出，需要增建大量的洗选煤设备，需要在电厂建设高除尘效率的除尘设备和脱硫设备，



并应广泛采用流化床或增压流化床锅炉。

(3) 节能问题。各国都普遍在推动节能工作,采用天然气作燃料的燃气-蒸汽联合循环电厂已经建成,热效率可达47% (理论计算为50%),最大容量的燃气-蒸汽联合循环电厂已达200万 kW。采用煤炭净化然后制成燃气的燃气-蒸汽联合循环电厂尚在研究中。另一个节能显著的措施是热电联产,特别是采用背压机组供热的机组效率较高,国际上采用烧油的热电联产电厂较多,中国过去曾经大量建设中型容量的烧煤的热电厂,今后也还应继续在城市中兴建供热电厂。

(沈根才 郑源泰)

dongtai dengzhi

**动态等值** (dynamic equivalent) 对一个动态电力系统或其一部分进行简化或降阶的处理。经动态等值简化处理的电力系统,对于所研究的物理问题,应保持主要动态特性基本不变。动态等值简化后的新系统称为原系统的等值系统。

**动态等值目的** 现代电力系统规模的不断扩大和互联程度的日益提高给系统稳定分析带来很大的困难,表现在系统模型选择和数据收集,计算机分析的机时和内存要求,大系统分析时数值方法的局限性,计算结果的分析与综合,以及在线稳定分析的快速性要求等方面。如果对系统先进行动态等值,并以对简化的等值系统的分析来代替对原来复杂系统的分析,则不仅可以在保证系统主要动态性能基本不变的前提下,大大节省人力、物力,克服上述一系列困难;还可以突出主要矛盾,以研究系统的主要特征和根本问题。因此,动态等值对于电力系统稳定分析有重要意义,已获得广泛应用。

**动态等值方法** 动态等值时,一般可将系统划分为三部分。

(1) 研究系统,即被研究的区域。它在等值过程中保持不变。

(2) 外部系统,即与研究区域毗邻并相互有一定影响的区域。由于对外部系统的细节并不感兴趣,而只侧重于它对研究系统的影响,应在不影响研究系统主要动态特性的前提下予以简化,是动态等值的主要对象。

(3) 剩余系统,即与研究区域相距很远,影响极小,可作高度简化的区域。一般以一台(或几台)等值机(或等值负荷)表示。

动态等值可按原理分为三类:①基于发电机转子同摆的同调等值;②基于线性化系统模型和特征值分析的模态等值;③基于在线量测量和参数估计方法,主要用于在线动态分析的估计等值,又称在线等值。

**同调等值** 主要用于离线暂态稳定分析。要求等值前后研究系统在大扰动下有接近的转子摇摆曲线,同时要求等值系统中的元件应为实际系统元件,以便可直接用暂态稳定程序分析。

同调等值过程可分为6个步骤:①将待等值系统划分为研究系统及外部系统。②进行简化模型时域仿真,获得系统中各发电机转子摇摆曲线。③同调发电机组判别,若在计算时间内 $t \in [0, T]$  (s),任意两台发电机 $(i, j)$ 的相对转子角增量 $\Delta\delta_{ij}$ 在任一时刻都不大于一个给定的偏差 $\epsilon$  ( $\epsilon > 0$ ),则称该两台机 $(i, j)$ 为同调(coherent)。通常取 $\epsilon = 5^\circ \sim 10^\circ$  (电角度), $T = 1 \sim 3$  s。显然,正确判别同调机组是同调等值的关键。④同调发电机母线合并。先把同调发电机(coherent generator)的端母线各经一理想的复数变比变压器接到一个公共等值母线上,该等值母线稳态电压可取为各同调发电机稳态端电压的平均值,复数变比的取值应保证同调发电机母线间无环流。然后把各同调发电机母线上的负荷、对地支路和发电量都移到等值母线上,并分类叠加为等值母线的负荷、对地支路和发电量。最后消去原发电机端母线。过程中应保证系统保留部分稳态潮流分布不变。⑤非线性网络化简,即对非线性网络作静态等值,其主要是作非线性负荷的移置和网络节点消去,可采用各种静态网络等值的方法。⑥同调发电机动态聚合。将同调发电机合并为一台或几台等值机,用最优化方法求取等值机参数。聚合中假定同调机有相同的角速度。线性与非线性部分可分别聚合。整个发电机分为五部分,即电机转子运动部分、原动机和调速器部分、发电机电磁回路部分、励磁系统部分以及电力系统稳定器 PSS 部分。对五部分依次分别聚合,并要求动态聚合前、后无静态偏差,且动态行为一致。每一部分的动态聚合可分为三步,即先确定等值机的传递函数 $G^*(S)$ ;再由物理概念确定待合并的各单机相应传递函数的集合函数 $G_z(S)$ ,其一般为各单机传递函数的代数和或加权和;最后用最优化方法求取等值机传递函数 $G^*(S)$ 的参数,使

$$\sum_i \frac{|G_z(j\omega_i) - G^*(j\omega_i)|^2}{|G_z(j\omega_i)|^2} \rightarrow \min$$

亦即进行频域响应特性的拟合,使之偏差最小。 $\omega_i$ 为扫频值,通常取值在0~10Hz。

**模态等值** 主要用于离线小干扰稳定分析,要求等值前、后研究系统在小扰动下主要动态特性(主特征根及相应的主特征向量)基本一致。由于等值系统由线性化状态方程描述,而非实际系统元件,因此模态等值用于暂态稳定分析时,计算机软件要作相应修改。

模态等值可分为四步。设系统已分为研究系统和外部系统,并拟对外部系统作模态等值,则:



(1) 列出外部系统的非线性微分方程为

$$\dot{X} = F(X, U_i) \quad (1)$$

式中  $X$  是外部系统状态向量;  $U_i$  为研究系统和外部系统交界处的母线电压向量。

(2) 设研究系统扰动对外部系统的影响很小, 而可将上式线性化, 则外部系统的完整数学模型为

$$\begin{cases} \Delta \dot{X} = A \Delta X + B \Delta U_i \\ \Delta I_i = C \Delta X + D \Delta U_i \end{cases} \quad (2)$$

式中  $\Delta I_i$  为  $\Delta U_i$  相应母线上由研究系统向外部系统的注入电流增量;  $A$ 、 $B$ 、 $C$ 、 $D$  是外部系统系数矩阵。若  $\Delta I_i$  已知, 则外部系统可求解。

(3) 对式 (2) 中矩阵  $A$  求特征根和特征向量, 用特征向量矩阵  $U$  对  $A$  进行变换, 使之对角化, 从而有

$$\dot{Z} = \Lambda Z + E \Delta U_i \quad (3)$$

式中  $Z$  是新状态变量,  $Z \triangleq U^{-1} \Delta X$ ;  $\Lambda$  为系统特征根对角阵,  $\Lambda = U^{-1} A U$ ;  $E = U^{-1} B$  为  $\Delta U_i$  的新系数阵。

(4) 消去式 (3) 中与快速衰减和高频的特征根相对应的  $Z$  中元素, 只保留主特征值, 形成低阶的外部系统, 即为所求的等值外部系统模型。

近年来发展的奇异摄动法和选择模式分析法也是基于线性化系统模型和系统特征值特点进行降阶后得到低阶等值系统的, 也可以认为其属于模态等值范畴。

**估计等值** 将系统分为研究系统和外部系统, 用研究系统中的量测量对外部系统进行动态等值。实质上是先确定外部系统的等值模型, 再用研究系统中的量测量, 对之进行参数估计。主要用于在线动态分析, 故又称在线等值, 要求方法快速、正确、可靠。

估计等值可按系统扰动的特点分为两类, 一是施加入为扰动或利用系统正常操作造成确定性的动态过程, 通过记录的动态量, 来估计等值外部系统的参数; 二是施加或利用随机扰动, 用随机信息处理和相关分析技术, 进行对等值外部系统的参数优化估计。在线等值最终应使研究系统的实测量和采用等值系统和估计参数的仿真计算量间残差最小。施加确定性扰动相应的等值过程速度较快、精度较好, 但对系统运行不利; 施加随机扰动相应的等值过程数学处理较复杂, 计算量大, 但一般对系统运行干扰较小。

以施加确定性扰动为例, 相应等值过程可分为三步。

(1) 建立等值外部系统的线性化数学模型为

$$\begin{cases} \dot{\tilde{X}}(\alpha) = \tilde{A}(\alpha) \tilde{X}(\alpha) + \tilde{B} u \\ \tilde{Y} = \tilde{H}(\alpha) \tilde{X}(\alpha) \end{cases} \quad (4)$$

式中“ $\sim$ ”表示等值的外部系统中物理量;  $\tilde{X}$  为状态量;

$\tilde{Y}$  为输出量;  $u$  为控制量;  $\tilde{A}$ 、 $\tilde{B}$  为外部系统系数矩阵;  $\tilde{H}$  为输出矩阵;  $\alpha$  为待估计参数。

(2) 等值系统参数  $\alpha$  优化的目标函数  $J$  取作

$$J = \int_{t_0}^t [Y(t) - \tilde{Y}(t, \alpha)]^T R [Y(t) - \tilde{Y}(t, \alpha)] dt \quad (5)$$

式中  $Y(t)$  为实测量;  $\tilde{Y}$  为据等值模型计算的相应量;  $R$  为权矩阵。

(3) 优化等值系统参数  $\alpha$ , 使目标函数  $J \rightarrow \min$ 。

采用随机性扰动作在线等值时, 要采用随机信号处理技术以消除量测噪声及提取有效信息, 以保证精度。

在线等值要求外部等值系统模型选择恰当, 从而使实际系统量测值和等值系统仿真计算值的偏差能通过等值系统参数优化而达到极小值。且对于等值系统参数的任何初始估计值, 其最终所得的优化参数值必须是唯一的。目前各种在线等值方法尚在研究和试验阶段, 正在不断完善与发展之中。

**研究概况** 电力系统动态等值的研究初期主要集中于同调等值法和模态等值法, 到70年代末, 已形成实用的大规模通用软件, 并应用于电力系统离线暂态稳定和静态稳定分析。随着计算机在线应用的发展, 电力系统动态安全分析需要对外部系统作在线动态等值, 从而促进了在线等值的发展, 并已取得初步成果。目前同调等值、模态等值和在线等值都在进一步完善中, 力求改进方法以加快速度、提高精度、改善收敛性能和方法更可靠。

#### 参考书目

Germond A J, et al. Steady-State and Dynamic External Equivalents State-of-the-Art-Report. CIGRE Report, WG38.02. Task Force 01, 1987

余耀南著, 动态电力系统, 何大愚等译, 北京: 水利电力出版社, 1985

(倪以信)

duanlu dianliu jisuan

#### 短路电流计算 (short circuit calculation)

电力系统中发生短路故障时, 故障电流、电压及其分布的计算。

短路是电力系统的一种故障形态, 是处在运行中的线路或电气设备相与相之间或相与地之间发生的直接或经过外部阻抗的非正常连接。短路故障发生时, 回路中将流过比正常方式负荷电流大得多的短路电流, 可能对电力系统造成严重危害。短路电流计算的目的是确定短路故障电流、电压的大小和系统中正序、负

序及零序电流的分布,用以选择电气设备参数,整定继电保护,研究限制短路电流的措施等。

同步电机是供给电力系统短路电流的重要元件。理论分析表明,短路电流中含有三种分量:①基波分量,又称工频周期分量;②直流分量,又称非周期分量;③其他频率的周期分量(见图1)。

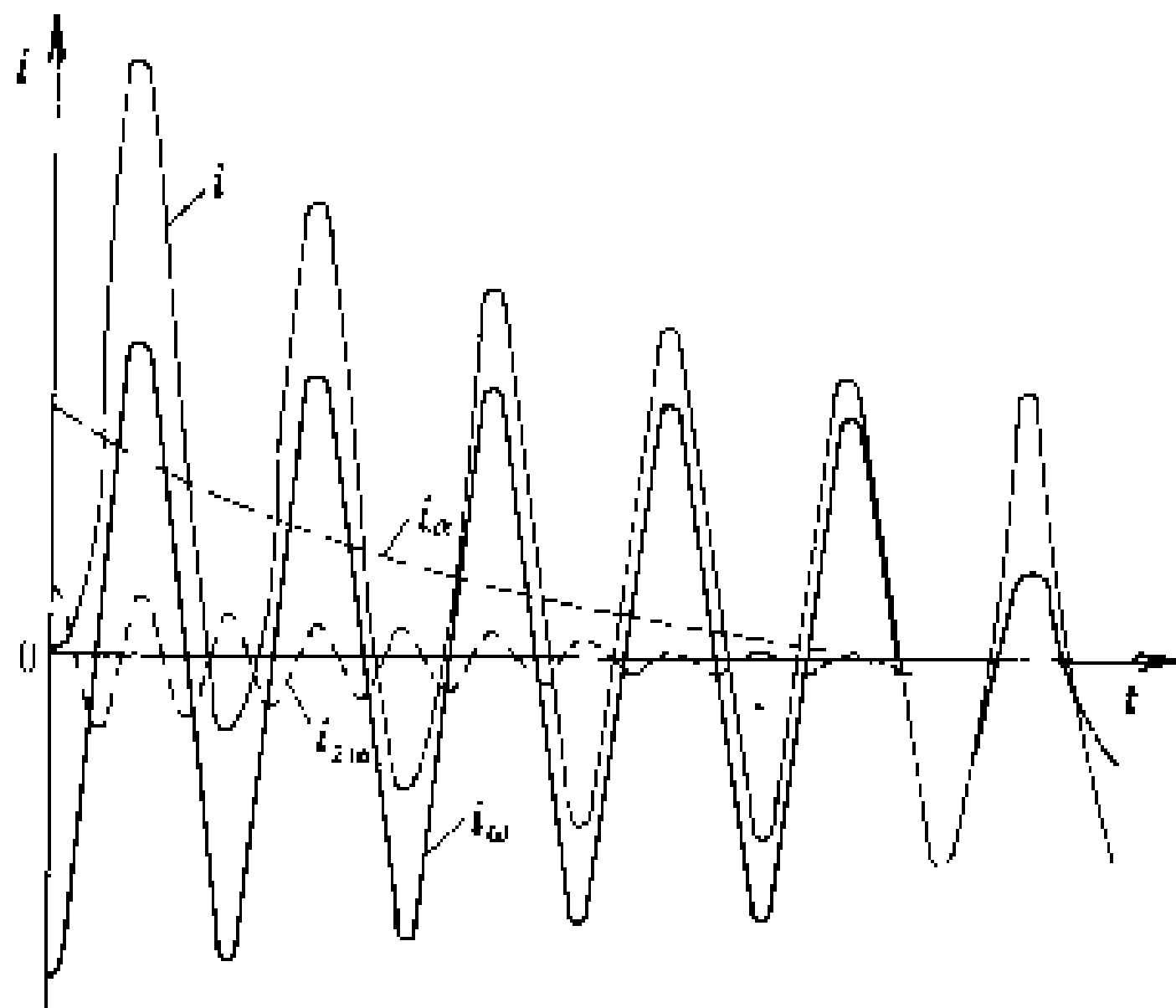


图1 同步电机定子短路电流变化曲线

$i$ —定子电流;  $i_\omega$ —工频周期分量;  $i_\alpha$ —非周期分量;  $i_{2\omega}$ —其他频率分量

上述三种分量及其变化与同步电机及网络参数、励磁系统及调节器、短路地点及故障形态、各机之间相互作用等因素有关。利用精确数学模型编制的应用程序,可计算上述全部分量及其变化。通常短路电流计算是指短路发生后瞬间  $t=0^+$  工频周期分量的计算。

**短路电流计算方法** 通常短路电流计算有以下假定:①负荷电流较短路电流小得多,可忽略不计;②各台同步发电机均以次暂态电抗  $X''_d$  和次暂态电动势  $E''$  表示,且假定各机  $E''=1+j0$  标么值;③忽略线路对地电容和线路电阻,假定线路换位均匀、参数是对称的;④不计变压器的励磁回路和非标准变比。

短路电流计算以对称分量法为基础,将三相网络和元件参数转化为正、负、零(简称为012)三序网络参数。正序网中,同步发电机用次暂态电抗  $X''_d$  表示,变压器用漏电抗  $X_T$  表示,输电线路用正序电抗  $X_{(1)}$  表示。负序网中,同步发电机用负序电抗  $X_{(2)}$  表示,变压器用漏电抗  $X_T$  表示,输电线路用负序电抗  $X_{(2)}$  ( $X_{(2)}=X_{(1)}$ ) 表示。零序网中,变压器的零序电抗需根据变压器的结构及一、二次绕组的接线方式确定,输电线路的零序电抗根据输电线的结构、地线型号、地线数、接地方式等决定,多回平行输电线路应计入零序互感的影响。序网络中电压、电流的关系,可用节点阻抗矩阵表示,也可用节点导纳矩阵表示。为了与潮流计算和暂态稳定计算相一致,大多采用节点导纳矩阵。短路电流计算,广泛应用叠加原理,即短路时的电量值是正

常方式和故障方式分别作用于电力网后的叠加值。规模小的电力网可用手算和直流计算台计算,目前,短路电流多用计算机计算,短路电流计算程序可以是独立的程序,也可以是暂态稳定计算程序的一个组成部分。

**短路电流计算内容** 短路电流计算主要包括:工频周期分量短路电流计算;短路容量计算;短路电流的非周期分量计算;冲击电流与冲击系数计算等。

**工频周期分量短路电流计算** 在有  $n$  个节点的电力网中,接入  $m$  台同步发电机 ( $m < n$ ),发生短路故障,数学模型用式(1)表示

$$\left. \begin{aligned} Y_{(1)}U_{(1)} &= I_{(1)} + I_{k(1)} \\ Y_{(2)}U_{(2)} &= 0 + I_{k(2)} \\ Y_{(0)}U_{(0)} &= 0 + I_{k(0)} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

将式(1)两边左乘  $Y$  阵的逆矩阵(即  $Y^{-1}=Z$ ),可得式(2)

$$\left. \begin{aligned} U_{(1)} &= U_{s(1)} + Z_{(1)}I_{k(1)} \\ U_{(2)} &= 0 + Z_{(2)}I_{k(2)} \\ U_{(0)} &= 0 + Z_{(0)}I_{k(0)} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

式(1)及式(2)中,  $Y_{(1)}$ 、 $Y_{(2)}$ 、 $Y_{(0)}$  为已知正、负、零各序网导纳矩阵;  $Z_{(1)}$ 、 $Z_{(2)}$ 、 $Z_{(0)}$  为已知正、负、零各序网阻抗矩阵;  $U_{(1)}$ 、 $U_{(2)}$ 、 $U_{(0)}$  为待求各序网节点电压  $n$  阶列向量;  $I_{k(1)}$ 、 $I_{k(2)}$ 、 $I_{k(0)}$  为待求故障点各序短路电流  $n$  阶列向量;  $I'$  为已知正序网注入电流源;  $U_{s(1)}$  为已知正序网故障口开路时各节点电压。由式(2)可得各序网故障节点  $i$  的电压值为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{ki(1)} &= \dot{U}_{s(1)} + Z_{u(1)}\dot{I}_{ki(1)} \\ \dot{U}_{ki(2)} &= 0 + Z_{u(2)}\dot{I}_{ki(2)} \\ \dot{U}_{ki(0)} &= 0 + Z_{u(0)}\dot{I}_{ki(0)} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

式(3)中  $\dot{U}_{ki(1)}$ 、 $\dot{U}_{ki(2)}$ 、

$\dot{U}_{ki(0)}$  及  $\dot{I}_{ki(1)}$ 、 $\dot{I}_{ki(2)}$ 、

$\dot{I}_{ki(0)}$  均为待求量。3个

方程,6个待求量。因此,需补充3个边界条件方程与式(3)联立方能求解。故障点  $i$

的边界条件方程与故障类型有关。三相交流系统发生短路故障

的基本类型有:三相

短路、两相短路、两相

对地短路和单相对地

短路等4种(见图2)。

由图2并根据对称分量法原理导出4种基本短路故障的

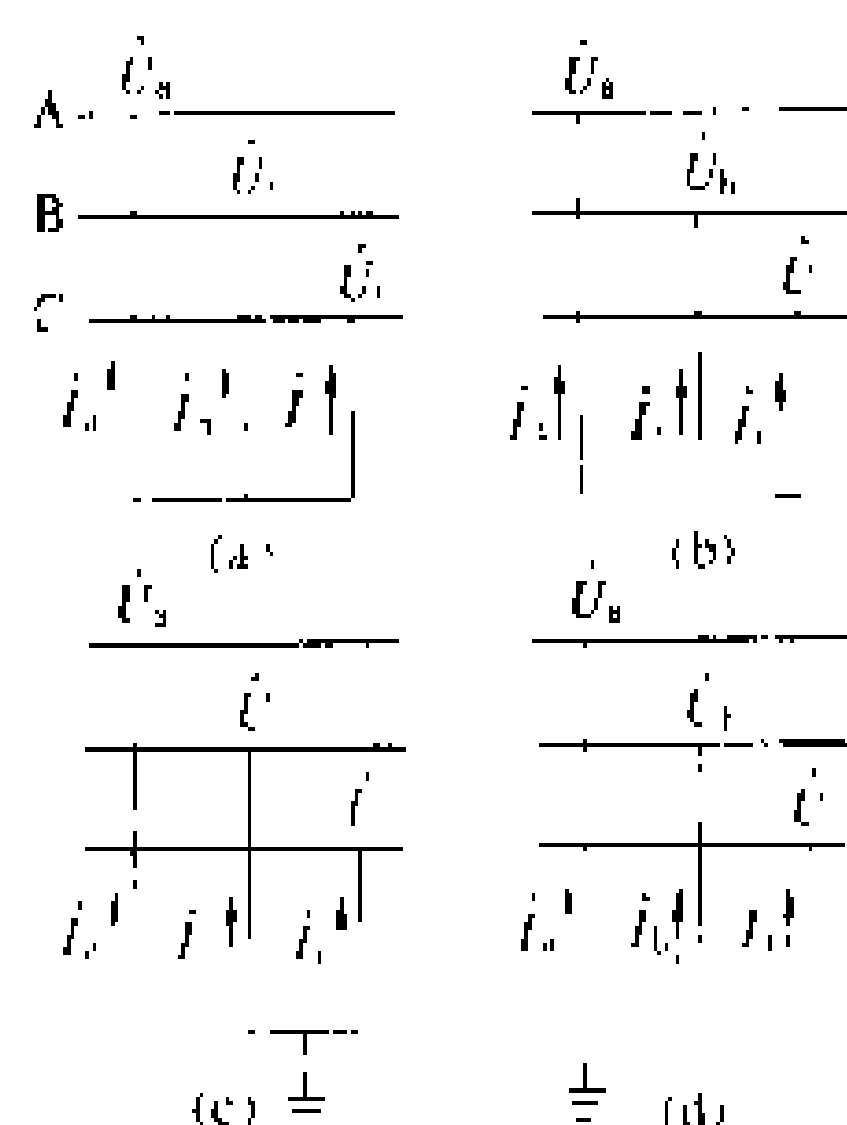


图2 短路故障的基本类型

(a) 三相短路; (b) 两相短路;

(c) 两相对地短路; (d) 单相短路

由图2并根据对称分量法原理导出4种基本短路故障的

边界条件方程见表1。

(3) 联立后求解，可得4种基本短路故障的故障点短路电流值，亦列于表1。

各组边界条件方程分别与故障节点网络方程式

表 1 四种基本短路故障短路电流值

故障类型	正序电流	负序电流	零序电流	边界条件方程	备 注
三相短路	$\dot{I}_{k(1)} = \frac{-\dot{U}_{s(1)}}{Z_{s(1)}}$	$\dot{I}_{k(2)} = 0$	$\dot{I}_{k(0)} = 0$	$\dot{I}_{k(2)} = \dot{I}_{k(0)} = 0$ $\dot{U}_{k(1)} = 0$	负序网和零序网无作用
两相短路	$\dot{I}_{k(1)} = \frac{-\dot{U}_{s(1)}}{Z_{s(1)} + Z_{s(2)}}$	$\dot{I}_{k(2)} = -\dot{I}_{k(1)}$	$\dot{I}_{k(0)} = 0$	$\dot{I}_{k(1)} + \dot{I}_{k(2)} = 0$ $\dot{I}_{k(0)} = 0$ $\dot{U}_{k(1)} = \dot{U}_{k(2)}$	零序网无作用
两相接地短路	$\dot{I}_{k(1)} = \frac{-\dot{U}_{s(1)}}{Z_{s(1)} + \Sigma Z_{\bar{u}}}$ $\Sigma Z_{\bar{u}} = \frac{Z_{s(2)}Z_{s(0)}}{Z_{s(2)} + Z_{s(0)}}$	$\dot{I}_{k(2)} = -\dot{I}_{k(1)} \frac{\Sigma Z_{\bar{u}}}{Z_{s(2)}}$	$\dot{I}_{k(0)} = -\dot{I}_{k(1)} \frac{\Sigma Z_{\bar{u}}}{Z_{s(0)}}$	$\dot{I}_{k(1)} + \dot{I}_{k(2)} + \dot{I}_{k(0)} = 0$ $\dot{U}_{k(1)} = \dot{U}_{k(2)} = \dot{U}_{k(0)}$	
单相接地短路	$\dot{I}_{k(1)} = \frac{-\dot{U}_{s(1)}}{Z_{s(1)} + Z_{s(2)} + Z_{s(0)}}$	$\dot{I}_{k(2)} = \dot{I}_{k(1)}$	$\dot{I}_{k(0)} = \dot{I}_{k(1)}$	$\dot{I}_{k(1)} = \dot{I}_{k(2)} = \dot{I}_{k(0)}$ $\dot{U}_{k(1)} + \dot{U}_{k(2)} + \dot{U}_{k(0)} = 0$	

根据通常短路电流计算的假定， $U_s=1$ (标么值)， $(i=1,2,\cdots,n)$ 。故障点短路电流求出后，代入式(2)可求得各序网节点电压，进一步可求各支路电流。将电压、电流的零、正、负序分量合成为 abc 相量，即完成短路电流工频周期分量的计算。

短路容量计算 电力网中节点 i 的短路容量等于该节点三相短路电流与短路前额定电压的乘积。短路容量的标么值和有名值分别是

$S_{i,} = U_{iN,} I''_{i,} = \frac{1}{Z_{s(1),}}, \text{标么值} \tag{4}$

$S_i = S_{i,} \times S_B = \frac{S_B}{Z_{s(1),}}, \text{MV} \cdot \text{A} \tag{5}$

式(4)中  $U_{iN,}$  为节点 i 短路前的额定电压标么值，通常假定  $U_{iN,}=1$ (标么值)； $I''_{i,}$  为节点 i 三相短路电流工频周期分量标么值； $Z_{s(1),}$  为节点 i 正序自阻抗标么值。

式(5)中  $S_B$  为基准容量，通常设定  $S_B=100 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 。

短路容量是电力网节点的重要数据，它不仅是选择电气设备的依据，而且可反映电力网的某些重要特性。节点连接的电源容量越大，或与电源联系越紧密，则该节点的短路容量越大，承受扰动的能力越强，但要求断路器遮断容量也越大，反之亦然。

当节点 i 的零序自阻抗小于正序自阻抗时，则节点单相短路电流大于三相短路电流，此时，断路器的遮断容量应按单相短路的短路电流选择。

短路电流的非周期分量 短路电流的非周期分量与短路时同步发电机转子位置有关，通常只对非周期分量的最大值感兴趣，根据磁链守恒定律，非周期分量最大起始值为

$i_{\infty} = -\sqrt{2} I'' = -I''_m \tag{6}$

式(6)中  $I''$  为三相短路电流周期分量有效值； $I''_m$  为三相短路电流周期分量最大瞬时值。 $i_{\infty}$  将按时间常数  $T$  衰减， $T$  取决于回路中  $x$  与  $r$  的比值。

冲击电流与冲击系数 冲击电流  $i_M$  是短路电流的最大瞬时值。如果只计及短路电流的工频周期分量和非周期分量，冲击电流出现在短路后约半周波，其值为周期分量瞬时最大值与非周期分量在此瞬间量值的叠加

$i_M = k_M \sqrt{2} I'' = k_M I''_m \tag{7}$

式中  $k_M$  为冲击系数， $1 < k_M < 2$ 。

参考书目

西安交通大学主编，电力系统工程基础，北京：电力工业出版社，1981

(李汉香)

duanluqi shiling baohu

断路器失灵保护 (cricuit breaker failure protection system) 见电力系统继电保护配置。

duichen fenliangfa

**对称分量法** (method of symmetrical components) 电工中分析对称系统不对称运行状态的一种基本方法, 广泛应用于三相交流系统参数对称、运行工况不对称的电气量计算。

对称的三相交流系统, 可以用单相电路来解算。只要求出这一相的量值, 其他两相就可以推算出来, 因为其他两相的模值与第一相等, 相位分别相差 $120^\circ$ 。在一个线性的对称三相系统中, 由于不对称故障的作用或者断路器的不对称操作等原因, 破坏了三相系统运行工况的对称性时, 则该三相系统的电气量可分解为3组对称分量, 仍用单相电路求解, 然后应用叠加原理, 求解三相系统的不对称电气量。

**三相系统的对称分量** 一组不对称的三相相量 $\dot{A}$ 、 $\dot{B}$ 、 $\dot{C}$ , 可以分解成三组对称的三相相量, 它们分别是: 零序分量(记为 $\dot{A}_0$ 、 $\dot{B}_0$ 、 $\dot{C}_0$ ), 正序分量(记为 $\dot{A}_1$ 、 $\dot{B}_1$ 、 $\dot{C}_1$ )和负序分量(记为 $\dot{A}_2$ 、 $\dot{B}_2$ 、 $\dot{C}_2$ )。其中零序分量的3个相量大小相等且同相, 即

$$\dot{A}_0 = \dot{B}_0 = \dot{C}_0 \quad (1)$$

正序分量的3个相量大小相等, 三者按 $\dot{B}_1$ 滞后 $\dot{A}_1$ ,  $\dot{C}_1$ 滞后 $\dot{B}_1$ ,  $\dot{A}_1$ 又滞后 $\dot{C}_1$ 的顺序互差 $120^\circ$ , 即

$$\dot{A}_1 = a\dot{B}_1 = a^2\dot{C}_1 \quad (2)$$

式中 $a = e^{j120^\circ}$ 。

负序分量类似正序分量。不过, 此时3个相量是按 $\dot{C}_2$ 滞后 $\dot{A}_2$ ,  $\dot{B}_2$ 滞后 $\dot{C}_2$ ,  $\dot{A}_2$ 又滞后 $\dot{B}_2$ 的顺序互差 $120^\circ$ , 即

$$\dot{A}_2 = a^2\dot{B}_2 = a\dot{C}_2 \quad (3)$$

不对称的三相相量分别为各相三序分量之和, 即

$$\left. \begin{aligned} \dot{A} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2 + \dot{A}_0 \\ \dot{B} &= \dot{B}_1 + \dot{B}_2 + \dot{B}_0 = a^2\dot{A}_1 + a\dot{A}_2 + \dot{A}_0 \\ \dot{C} &= \dot{C}_1 + \dot{C}_2 + \dot{C}_0 = a\dot{A}_1 + a^2\dot{A}_2 + \dot{A}_0 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

三组对称分量与原不对称三相相量有如下关系

$$\dot{A}_0 = \dot{B}_0 = \dot{C}_0 = \frac{1}{3} (\dot{A} + \dot{B} + \dot{C}) \quad (5)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{A}_1 &= \frac{1}{3} (\dot{A} + a\dot{B} + a^2\dot{C}) \\ \dot{B}_1 &= \frac{1}{3} (a^2\dot{A} + \dot{B} + a\dot{C}) \\ \dot{C}_1 &= \frac{1}{3} (a\dot{A} + a^2\dot{B} + \dot{C}) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{A}_2 &= \frac{1}{3} (\dot{A} + a^2\dot{B} + a\dot{C}) \\ \dot{B}_2 &= \frac{1}{3} (a\dot{A} + \dot{B} + a^2\dot{C}) \\ \dot{C}_2 &= \frac{1}{3} (a^2\dot{A} + a\dot{B} + \dot{C}) \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

电力系统不对称故障电量的求解 电力系统的故障很多是三相不对称的。不对称故障下的电力系统将出现不对称的运行状态, 三相的电压、电流等电气量将是不对称的。这些不对称电量可按式(5)、(6)、(7)分解为正、负、零三组对称分量。

当三相系统仅在故障点是不对称的, 其余部分电路参数均为三相对称, 在取电压(电动势)为对地的电位升, 电流以流向故障点的方向为正方向的规定前提下, 系统中各点以A相为基准的正、负、零序电压 $\dot{U}_{a1}$ ,  $\dot{U}_{a2}$ ,  $\dot{U}_{a0}$ 与流经该点的正、负、零序电流 $\dot{I}_{a1}$ ,  $\dot{I}_{a2}$ ,  $\dot{I}_{a0}$ 之间存在下述简单关系

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{a1} &= \dot{E}_{a1} - \dot{I}_{a1}Z_{1\Sigma} \\ \dot{U}_{a2} &= -\dot{I}_{a2}Z_{2\Sigma} \\ \dot{U}_{a0} &= -\dot{I}_{a0}Z_{0\Sigma} \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

式中 $\dot{E}_{a1}$ 为系统a相电源等效电动势;  $Z_{1\Sigma}$ 、 $Z_{2\Sigma}$ 、 $Z_{0\Sigma}$ 分别为从电源到该点的系统正、负及零序总阻抗。

电力系统分别用上述三序阻抗及电源电动势组成系统的正序、负序、零序网络。不同的短路或断线故障, 在故障点有不同的边界条件。根据故障的边界条件, 可以将3个序网连接成一个分析故障电量的等效电路。这个等效电路称为复合序网。求解该复合序网的方程式, 得到故障点各序电流电压分量后, 即可应用叠加原理, 按式(4)计算三相不对称电量(见短路电流计算)。

#### 参考书目

西安交通大学等合编. 电力系统计算. 北京: 水利电力出版社, 1978

(李汉香)

duoge xitong hulian de kekaoxing fenxifa

**多个系统互联的可靠性分析法** (analytical method of reliability for complex interconnected power systems) 两个以上的系统通过联络线互联时即构成多个系统互联的复杂互联系统。根据互联网络接线图的形式, 可将复杂互联系统分为放射型和环型两大类。它们在分析计算可靠性的方法上具有不同的特点。

**放射型互联系统** 由三个系统组成的最简单放射型互联系统如图1(a)所示。分析这类互联系统可靠性, 原则上可以用概率数组法或等效支援机组法(见两个系统互联的可靠性分析法), 但应用后者较为简便。例如, 设系统B为受援系统, 可先将系统A及其与B的联络线共同形成一台等效支援机组模型, 然后追加到系统B的容量模型(见发电系统模型), 这样就变成B与C两系统互联的问题, 可以用二维概率数组法求解。或者继续将C系统及其与B的联络线一起再形成



一台等效支援机组模型，并追加到 B 系统的容量模型中，如图1(c)所示。这样就将三系统互联变成了一个单系统问题，最后可按分析单系统可靠性的方法进行计算，而所得结果已包括 A 和 C 两系统可能提供支援的全部条件的影响。当 A 或 C 为受援系统时，可以采用类似的方法来分析。

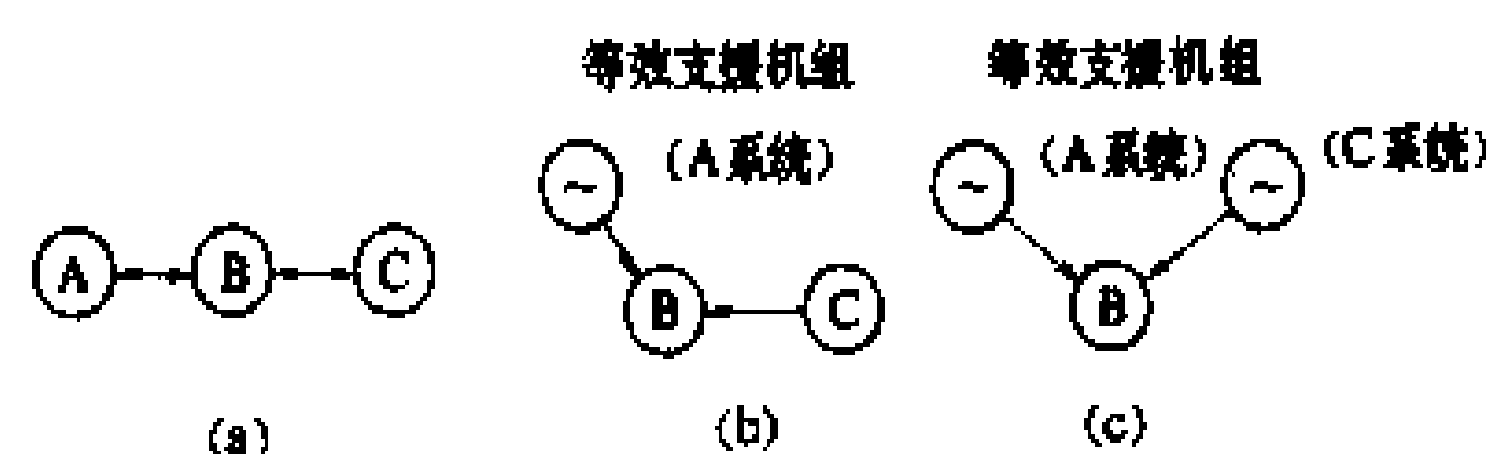


图1 放射型复杂互联系统

(a) 互联接线方式；(b) 用等效支援机组法简化成二个互联系统；(c) 用等效支援机组法简化成一个单系统

环型互联系统 由三个系统组成的最简单环型互联系统如图2所示。由于环网的存在给可靠性分析带来了许多新的问题和困难，这是由于任一支援和受援系统的功率流向都不是唯一的。如果仍应用前述的等效支援机组法，则在计算前首先要确定的因素是各系统间交换功率的协议形式，包括支援功率的路径和应遵守的优先次序等。例如，在图2中系统 A 和 C 都缺电而向系统 B 要求支援，假设协议规定系统 A 对 B 的支援享有优先权，只受 B 的备用和联络线 W1 的容量限制；此外，系统 C 的缺电容量通过联络线 W3 得到补偿后，系统 A 还可通过联络线 W2 从系统 B 取得附加支援。在这些协议条件下便可以计及联络线 W1 建立一个系统 B 的等效支援机组。任何可能的剩余支援容量可以通过联络线 W3 转移到系统 C 并成为可通过联络线 W2 转移到系统 A 的等效支援机组的一部分，从而系统 A 可作为单系统进行分析。随着系统间协议形式的不同，有许多可供选择的支援方式。因此，这种方法在应用上有很大的局限性，特别是有三个以上的系统互联时问题就更突出。

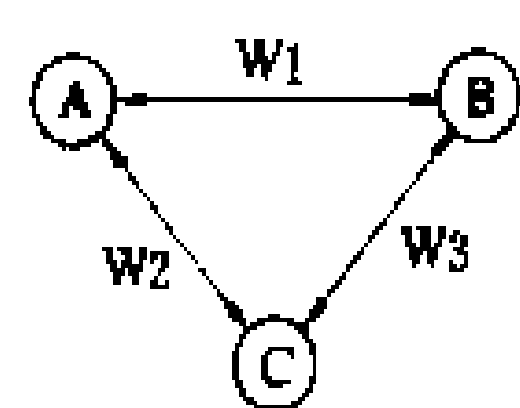


图2 环型复杂互联系统

为解决上述问题可应用线性网流法（见互联系统可靠性）。这种方法可直接根据各系统在事故情况下的备用裕度和缺电情况，进行合理的功率分配（支援或受援）。由于用线性流网络模型模拟互联系统网络，使大量复杂的交流潮流计算可用简单得多的最小割-最大流算法来代替；此外，可用互斥递归分解的方法来减少需要分析的大量系统状态数目。因此，可以灵活地用来分析包括任何环网的复杂互联系统可靠性。

20世纪70年代出现的网流法只能计算 LOLP 一个指标。80年代有所改进，采用以路径组合为基础的筛选

和逐步递归分解为互斥状态的方法，不仅大大减少了必须计算的系统状态数，并可获得等效到每一子系统的裕度概率和频率，从而可以计算互联系统的 LOLP，F&D 和 EENS 等多种可靠性指标。

当处理十分复杂的互联系统长期发展规划时，应用上述无论哪种网流法都仍显计算时间过长。在这种情况下，应用全随机网流法可使计算时间减小两个数量级。

复杂互联系统可靠性分析法总的来说尚处于发展阶段，有待于进一步研究和完善。

#### 参考书目

Cook V M, Galloway C D, Steinberg M J et al. Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-82, 1983

杨蔚百. 发电系统可靠性分析原理和方法. 北京：水利电力出版社，1985

（杨蔚百）

duoji xitong

**多机系统** (multi-computer system) 见调度自动化计算机系统。

duolu fuyong zhongduan shebei

**多路复用终端设备** (multiplex terminal)

将多个独立的原始信号按一定的复用方式编排成群路信号进行传输或将群路信号变换成若干个独立原始信号的设备。设备的复用方式主要有频率分割和时间分割两种。

频率分割复用方式 将多个独立的原始信号，如带宽各为0.3~3.4 kHz 的多路电话信号，经变频调制后可在频率坐标轴上得到按话路频带逐一排列的群频信号，经发信机发送出去。在收信侧则进行相反变换，恢复各路原始信号。

以电力系统120路模拟微波的多路复用终端设备为例，说明频率分割复用方式。

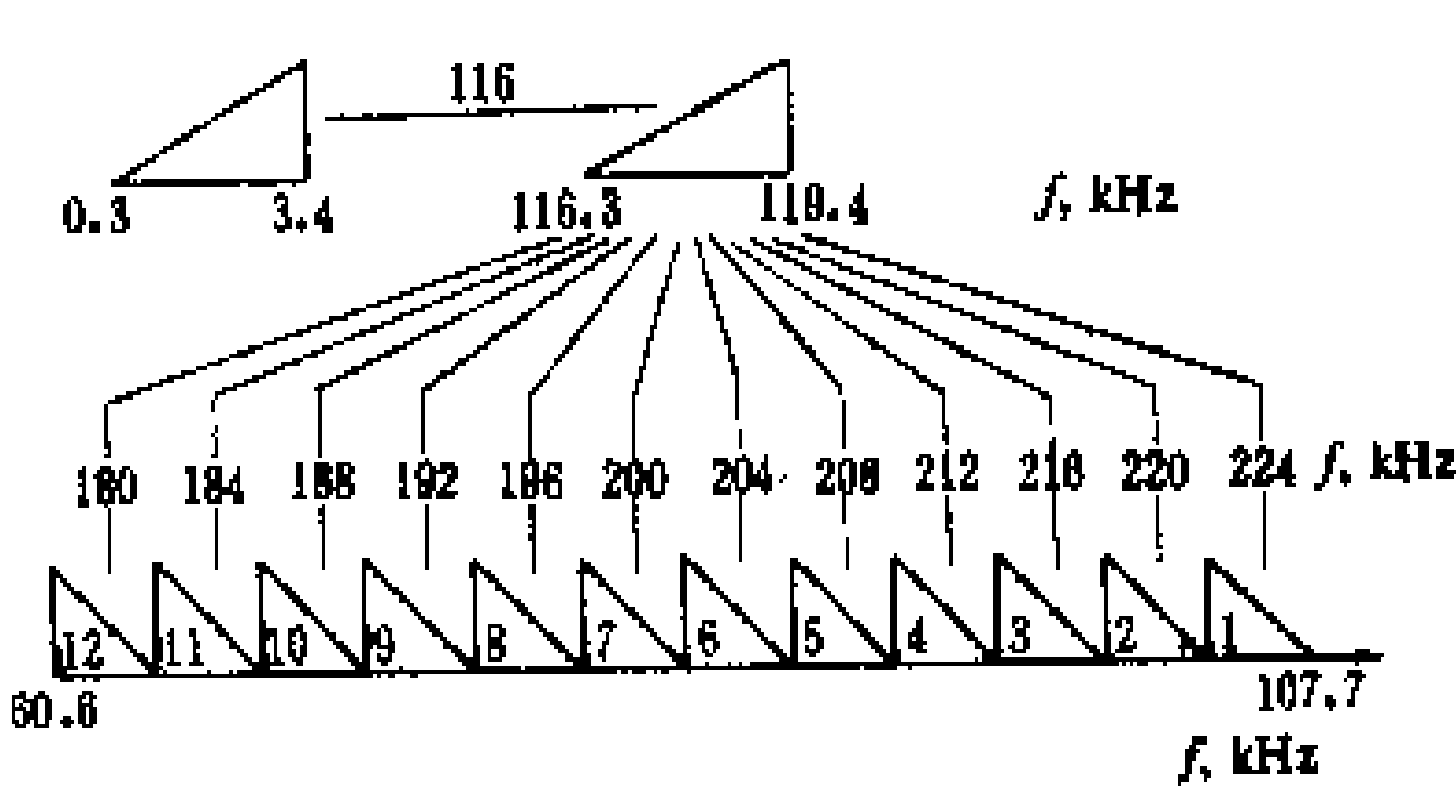
标准话路带宽0.3~3.4 kHz 先用116 kHz 载波预调制，取上边带116.3~119.4 kHz。而后对180 kHz、184 kHz、188 kHz、192 kHz、196 kHz、200 kHz、204 kHz、208 kHz、212 kHz、216 kHz、220 kHz、224 kHz 的12种通路载波进行通路调制，取下边带60.6~107.7 kHz，得到12个话路的标准基群频谱（见图1）。再用420 kHz、468 kHz、516 kHz、564 kHz、612 kHz 5个基群载波进行基群调制，取上边带312.3~551.4 kHz，得到60个话路的标准超群频谱（见图2）。再用612 kHz 超群载波进行超群调制，取下边带60.6~299.7 kHz，得到

60个话路的第1超群频谱,同上述标准超群(又称第2超群)的频谱汇接起来,就可以得到120个话路的群频信号(见图3)。

频率分割复用终端设备主要由变频调制解调器及滤波器组成。此外还有音终、载频供给、放大、导频监视、告警及电源等单元。

时间分割复用方式 把多个独立的原始信号,如带宽各为0.3~3.4kHz的多路电话信号,经数字化处理后在时间轴上得到按话路顺序进行一定排列的基带信号,经发信机发送出去。在收信侧则可进行相反变换,恢复各路原始信号。

以电力系统数字(PCM)微波的多路复用设备为例,说明时间分割复用方式原理。如图4(a)所示,来自送话器的话音信号经过0.3~3.4 kHz带通滤波器在取样电路A中以8 kHz频率(取样间隔为125 μs)进行取样,得到时间上离散的脉冲幅度调制(PAM)信号。而后在量化电路中以自然二进制数表示每个脉冲的幅值大小在编码电路中转换成二进制代码形式。收端如图4(b)所示,脉冲编码调制(PCM)信号经解码电路解码后恢复成原脉冲幅度调制(PAM)信号。为了增大信号功率,采用了保持门电路H,使脉冲拓宽,再经低通滤波器,便恢复出原始话音信号。理论与实践证明:取样频率只要等于或大于话音信号频带中最高频率的两倍,则在收端就可以满意地恢复出原始话音信号。



以代码传送语音信号的方式中，除脉冲编码调制（PCM）方式外，还有增量调制（ $\Delta M$ ）和自适应差分脉冲编码调制（ADPCM）等方式。在非线性编码方式中除 A 规律外，还有  $\mu$  规律等。

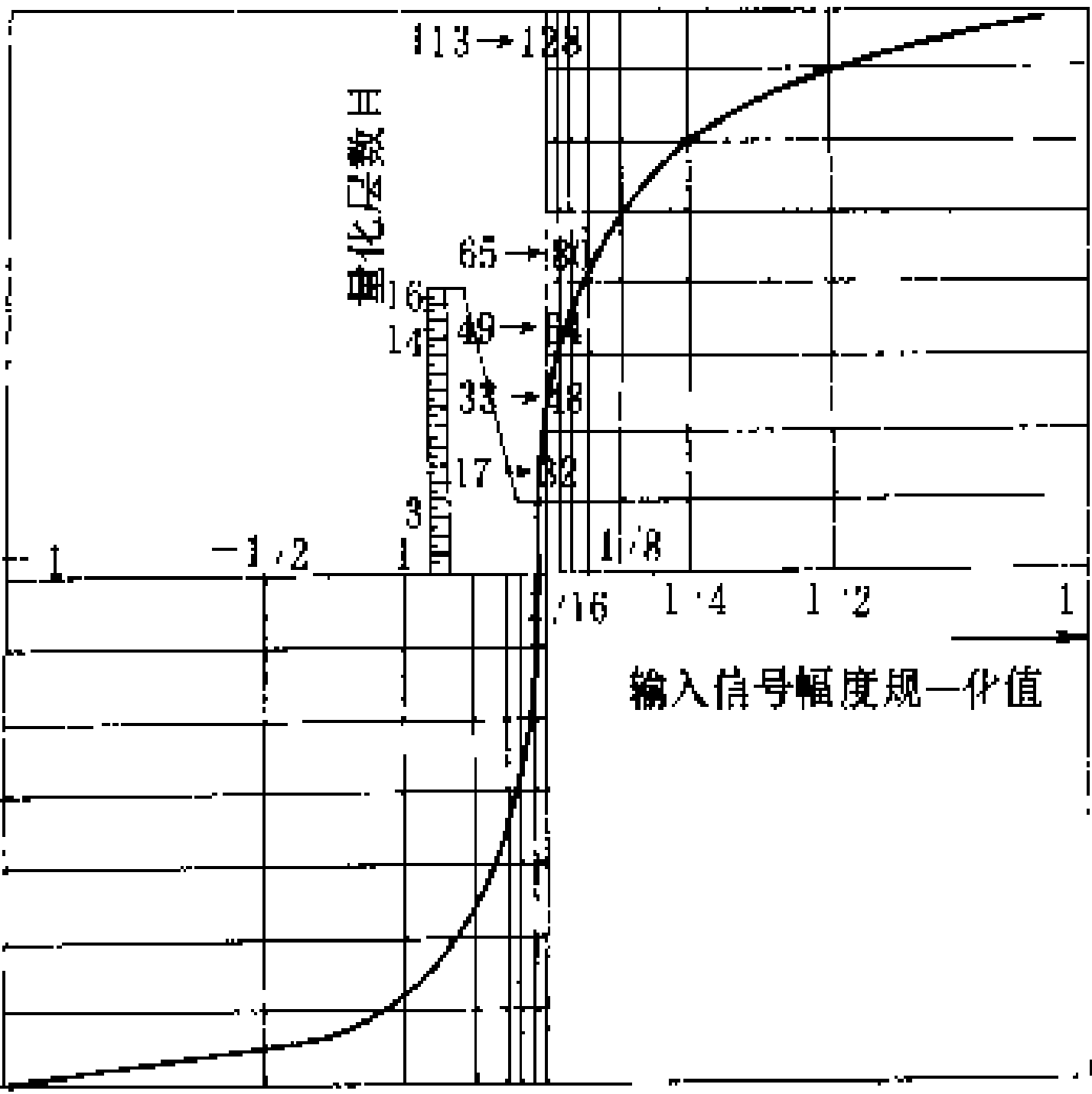


图 5 A 规律13段折线非线性8位编码

时间分割复用按层次进行叠加(如图6所示),通常也称为群,如一次群(基群)、二次群、三次群等。对于 PCM 方式,最早由美国、加拿大和日本分别提出以24个话路为基群的叠加方式,欧洲提出以30个话路为基群的叠加方式。在数字微波通信中,目前欧洲叠加方式应用较为普遍。近来又出现跳群、越群叠加方式,如一

个三次群越过(即省掉)二次群直接复接多达16个基群,图6中点划线和虚线表示为这种叠加方式,实线表示通常叠加方式。

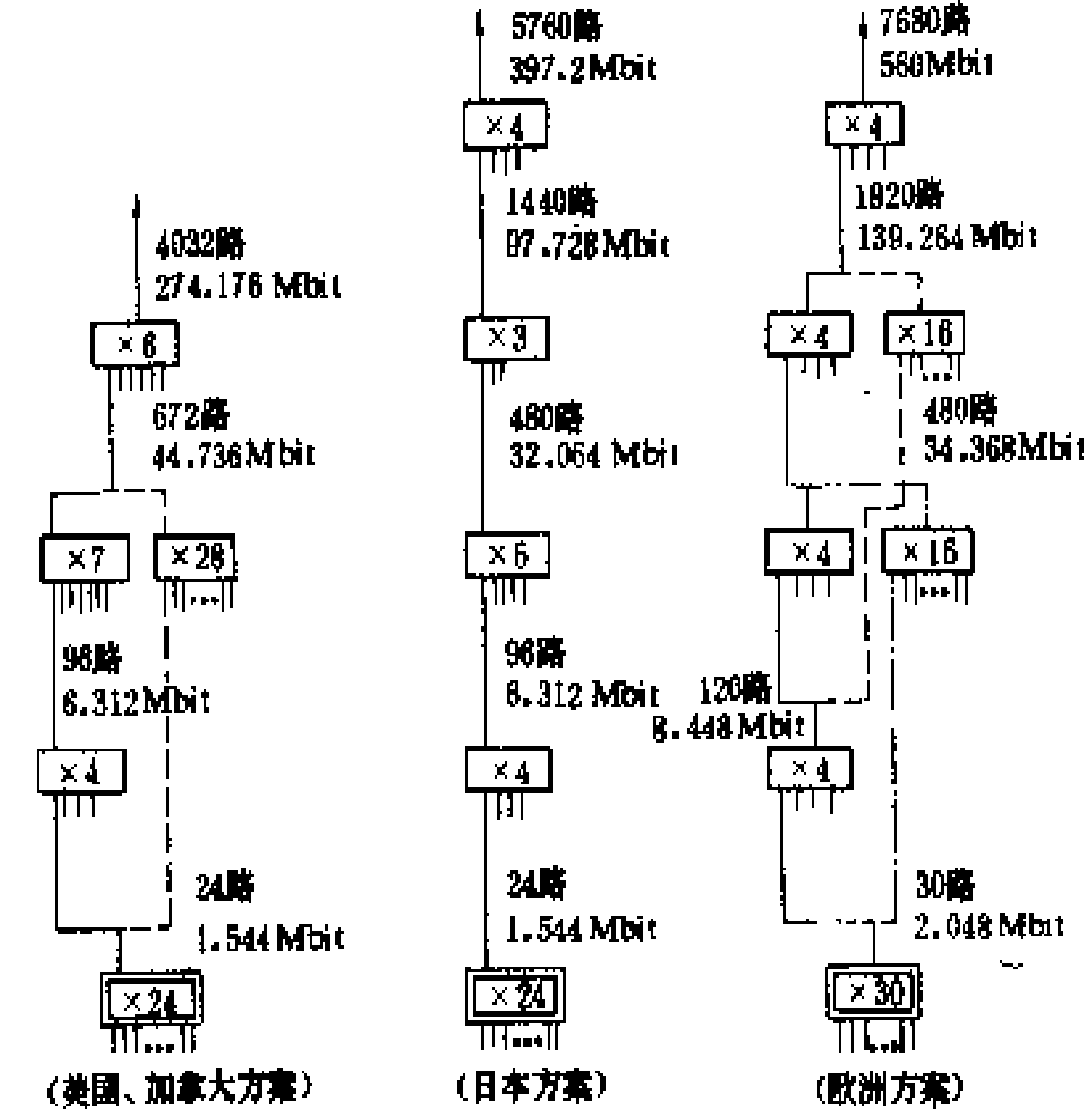


图 6 时间分割复用按层次叠加方案 (PCM)

在 PCM 多路复用系统中主要有同步和异步两种复接方式。异步复接需进行码速调整,其中有正码速调整、负码速调整和正/零/负码速调整。目前在数字微波通信中异步复接正码速调整方式应用较为广泛。

(周鸿顺)



数据文电格式 图中示出数据文电格式的帧结构。

SYN	SYN	控制字符
-----	-----	------

SYN	SYN	引导字符	控制字符
-----	-----	------	------

(a)

SYN	SYN	SOH	标题	ETB	BCC
-----	-----	-----	----	-----	-----

SYN	SYN	SOH	标题	STX	正文	ETB/ETX	BCC
-----	-----	-----	----	-----	----	---------	-----

SYN	SYN	STX	正文	ETB/ETX	BCC
-----	-----	-----	----	---------	-----

(b)

SYN	SYN	DLE	STX	透明正文	DLE	ETB/ETX	BCC
-----	-----	-----	-----	------	-----	---------	-----

(c)

BISYNC 规约规定的文电格式

(a) 控制/应答格式；(b) 正文/标题格式；

(c) 透明格式

站间会话与超时控制 站间会话包括：①建立数据链路（在点对点链路上，采用竞争方式。在一点对多点链路上，采用询问和选择方式）。②信息传输。数据信号从数据源到数据宿的行为。它涉及应答、放弃、拆线、中断等规则。③拆除数据链路。当一个站拒绝建立链路或主站成功地发送完数据或异常情况时，拆除数据链路。超时控制包括：①发送超时。为维护同步，每秒一次在传输块中插入 SYN SYN 序列。②接收超时。一个站在发送后假定另一个站失效前要用 3s 等待应答。③拆链超时。用于交换网，如一站连续 20s 无活动时则予以拆链。④继续超时。当 TTD 和 WACK 有 2s 超时，站需在 2s 内发出 TTD 或 WACK。

差错校验控制 规约可提供垂直校验（VRC）、水平校验（LRC）和循环码冗余校验（CRC）三种差错控制方式。在 ASCII 码中，对每个字符进行 VRC 校验，对整个信息文电进行 LRC 校验；在 EBCDIC 码或 IBM6 码中，对整个信息文电进行 CRC 校验。对 EBCDIC 码采用 CRC16，对 IBM6 码采用 CRC12。

透明模式控制 使用字符 DLE STX，传输任意数据。此时接收站将正文块作为透明比特流处理。

参考书目

[美] 麦克纳马拉著，数据通信技术。张根度，吴猷定译。北京：中国铁道出版社，1984

海文学，杨谷良，数据通信网基础。北京：人民邮电出版社，1985

（马永超）

erjinzhi tongbu tongxin guiyue

二进制同步通信规约 (synchronous mode control protocol for data communication)

在数据通信系统中两个站之间进行二进制编码数据的同步传输所使用的控制字符集和控制字符序列的规则和格式，也称为 BISYNC (BSC) 规约。该规约是面向字符的半双工数据链路通信控制规约，由美国 IBM 公司制定 (IBM70)。规约支持 ASCII、EBCDIC、IBM6 三种信息编码。规约的基本约定包括专用字符定义，数据文电格式，站间会话与超时控制，差错校验控制和透明模式控制等。

专用字符定义

SYN——同步空闲字符；

SOH——标题开始；

STX——正文开始；

ETB——码组传输结束；

ITB——中间码组结束；

ETX——正文结束；

EOT——传输结束；

ENQ——询问；

NAK——否认；

ACK<sub>0</sub>——确认，用以认可编号为偶数的码组；

ACK<sub>1</sub>——确认，用以认可编号为奇数的码组；

WACK——发送确认信息之前的等待，表示发送的码组无差错，并已被接收，但接收端对接收下一个码组尚未准备好；

RVI——反向中断，其作用是要求发送站结束正在进行的传输；

TTD——文电临时延误 (STX ENQ)，该控制字符是供某个还未准备好发送，但又希望保留线路的发送站使用的字符；

DLE——数据链路转义字符，透明传输时用双字符表示，例如 DLE SOH 表示在透明模式传输中用作标题开始的控制字符序列。





fadianchang jieru xitong sheji

## 发电厂接入系统设计 (planning of connecting power plant to system)

论证发电厂接入系统的方案、确定与该发电厂配套的送出工程项目的系统专题设计。电力系统中期发展规划所提出的设计结果,可以作为发电工程的设计依据。但电力系统不断在发展,有关工程的建设进度也常有变化,因此在进行发电厂设计时,还应进行发电厂接入系统设计,以便根据当时实际情况,对有关设计方案进行校核和调整,作为编制电力建设计划及设计任务书的基础。发电、输电及变电是一个整体,安排发电工程项目的同时要安排好配套的输电线、变电站和相应的系统继电保护、安全自动装置、调度自动化及系统通信的建设项目,统称之为发电厂送出工程。因此发电厂接入系统设计包括接入系统电力网方案设计、接入系统继电保护设计、接入系统安全自动装置设计、接入系统调度自动化设计及接入系统通信设计等5个方面。

**接入系统电力网方案设计** 研究所设计的发电厂与电力系统的关系,分析该厂在电力系统中的地位及作用,确定电厂的送电范围、出线电压等级及回路数、与电力网的连接方案等,并对发电厂电气主接线、与电力网有关的电气设备参数、电厂运行方式等提出技术要求。其目的是为编制发电厂送出工程设计任务书提供依据,为发电厂初步设计准备条件。发电厂接入系统设计涉及的地域范围及设计重点要依据发电厂的特点而定。如为系统主力电厂则重点研究与系统主网架有关的问题;大型水电厂则应研究扩大电力系统以充分发挥水电效益的问题;地区中小型电厂则研究与地区电力网的关系问题。接入系统电力网方案设计重点是电力电量平衡、接入系统方案论证及有关的电气计算。

(1) 电力电量平衡。主要目的是:①确定所设计的发电厂的工作容量及备用容量,校核该厂的装机容量及建设进度;②研究水电厂装机容量及可发电量的利用程度,若未获充分利用则应研究扩大电力网、设置季节性用户或是减少装机容量的必要性及合理性;③

确定火电厂的设备年利用小时数作为设计该厂的依据。(见电力系统电力平衡和电力系统电量平衡)

(2) 接入系统方案论证。根据系统运行方式分析发电厂与电力系统的功率交换情况,并根据电厂所在电力系统的特点、电厂所处位置,提出电厂接入系统方案。接入系统方案应通过技术经济比较确定。除进行方案的经济比较计算外,还应从电力系统整体考虑,进行必要的电气计算以校核方案的技术性能。通过综合的技术经济比较,保证推荐的接入系统方案安全可靠、经济合理,并有一定的灵活性。(见电力系统中期发展规划)

(3) 根据发电厂的规划容量、分期建设情况及接入系统方案以及电气计算的结果,对发电厂电气主接线及电气设备参数提出要求。主要内容是:①电气主接线的原则方案;②无功补偿设备配置方案,如装设高、低压并联电抗器的要求;③发电机的额定功率因数、调相及进相运行的容量;④发电机的励磁方式、暂态电抗及惯性常数等;⑤主变压器的调压方式、分接头范围及中性点接地方式;⑥断路器的断流容量、额定电流、分闸时间等。

**接入系统继电保护设计** 其范围包括由于本发电厂的接入而引起的有关的输电线路及母线的继电保护。主要内容是:①根据发电厂的重要性及系统电压等级,提出继电保护的配置原则及保护水平、各级电压切除故障的时间、主保护和后备保护的关系等;②对于线路保护要明确主保护的套数及构成原理、后备保护的性能、重合闸方式等技术要求;③对于母线保护、断路器失灵保护、过电压保护及事故记录装置应根据电压等级、电气主接线及系统运行的特点提出配置数量及技术要求;④进行必要的整定计算,检验继电保护配置方案的可行性与合理性。

**接入系统安全自动装置设计** 研究发电厂接入系统后保证主网安全稳定运行的技术措施。系统安全自动装置的作用是防止系统在紧急状态下发生失步、过负荷、频率或电压异常而引起的系统事故;保证系统从发生故障到恢复正常运行的整个运行期内,进行实时控制,防止事故扩大。主要内容有:①进行系统稳定计算,掌握系统发生故障后的运行特性;②安全自动装置的配置、设备选型、技术要求及数量的选择;③检验所配置的安全自动装置在系统中的效果。

**接入系统调度自动化设计** 研究发电厂与电力系统调度所之间实行运行信息的传输和交换的专题设计。主要内容是:①明确发电厂与所在系统的调度关系;②确定远动信息内容及传送方式;③对发电厂远动装置的功能、容量及选型提出要求;④确定本厂参与系统调频的可能性及必要性;⑤校验本厂投入后对调度

自动化计算机系统的影响,必要时应提出改建和扩建的意见。

**接入系统通信设计** 研究发电厂与电力系统之间的信息传送通道组织及通信方式的专题设计。主要内容是:①分析研究本厂与系统为满足调度自动化、继电保护、安全自动装置等设施的要求所必需的信息量;②确定通信方式及通道组织方案;③提出由于本厂建设而相应建设的通信工程及其建设的主要规模、路由初步方案等;④提出主要通信设备选型的原则意见。

**接入系统设计**对拟定的发电厂配套工程项目,要进行投资估算,以明确发电厂的配套建设费用。

(曾俊)

fadianji shici yibu yunxing

**发电机失磁异步运行** (asynchronous operation of synchronous generator) 运行中同步发电机突然失去励磁转入异步发电机运行的工况。

**失磁异步运行原因** 发电机失磁大多是由于励磁系统和发电机转子绕组故障所引起。励磁系统故障通常有直流励磁机故障,静止和旋转半导体励磁系统的整流元件损坏,自动晶闸管励磁系统和副励磁机恒压部分故障,励磁机断路器故障或非故障断开等。发电机转子绕组故障引起的失磁主要原因是转子绕组断线。

**失磁异步运行的影响** ①对发电机的影响。发电机失磁后即进入异步运行工况,此工况对不同结构的发电机能引起不同程度的转子过热、定子端部线圈和端部铁芯部件过热及发电机振动。对整体锻造的隐极式转子发电机,在较小的滑差下可以发出较大的异步功率,一般不会造成危害,故允许短时间异步运行(允许时间由制造厂或经试验决定);对绑线式汽轮发电机(当前已很少使用)与凸极式发电机,特别是有阻尼绕组的水轮发电机,则不允许异步运行。②对电力系统运行的影响。发电机失磁后不但不能发出无功功率而且还要从系统吸收无功功率。发电机失磁后在异步运行中所吸收的无功功率约与其额定有功功率的数值相等,发电机失磁后,系统中并列运行的其他发电机须多供出相当失磁发电机额定有功功率数值约两倍的无功功率,才能维持原来系统无功电源的水平。否则系统局部电压要大幅度下降,甚至发展成电压崩溃。

**失磁运行的对策** ①发电机组是否允许短时间失磁异步运行,应按同一类型机组的典型试验确定;应计算发电机失磁异步运行时的机端电压是否低于允许值;发电机组厂用电供电电压是否合适或能否自动切换到其他可靠电源。如果同时满足以上条件,可以允许发电机组短时异步运行,但必须迅速恢复励磁。②其他情况下,应由发电机的失磁保护将发电机组从系统中

断开。

(沈培厚)

fadian jizu chuli guanli

**发电机组出力管理** (output management of generating units) 对发电机组的发电出力从制定考核标准到运行调度的全部管理工作。主要包括规定机组最大和最小可调出力以及发电机组出力的运行调度。

**规定机组最大和最小可调出力** 由于各种原因,有时发电机组达不到铭牌出力(见电力系统最大可能出力)。经过技术分析,按月或按季排出各发电机组的最大可调出力表和全厂综合最大可调出力表。发电机组最小可调出力受机组安全稳定运行条件的限制,因此也要编制各机组和全厂综合最小可调出力表。发电厂要制定措施实现最大最小可调出力的要求。电力系统管理部门除对各发电厂的最大、最小出力进行审核批准并考核其执行情况外,还应协助其实现。

**发电机组出力的运行调度** 电力系统总的发电出力要适应负荷的变化,不断进行调整。这些调整(包括机组开停)按照调度部门事先编制的计划进行。计划包括各个发电厂每日24小时发电出力曲线和机组开停时间表。以往,由电力系统值班调度员按照计划根据实际情况对各发电厂或发电机组的出力进行实时调整。现在则利用电子计算机编制计划和进行发电出力的实时自动控制。

(王满义)

fadian jizu youxiao zaihe rongliang

**发电机组有效载荷容量** (effective load carrying capability of generating unit) 发电机组额定容量减去为保持系统风险度不变所需预留的备用容量后的值。用公式表示为

$$C_e = C - \Delta R \quad (1)$$

式中 $C_e$ 为发电机组有效载荷容量; $C$ 为发电机组额定容量; $\Delta R$ 为系统所需备用增量。就是当系统扩建一台新机组后,该机组所能承担的系统负荷须小于机组的额定容量,才能使系统相对备用容量不变,从而使系统风险度保持不变。

**计算方法** 由容量模型的递推公式(见发电系统模型)可知,当系统中增加一台额定容量为 $C$ ,强迫停运率为 $q$ 的发电机组时,系统停运容量等于和大于 $X$ 的累积概率变为

$$P(X) = P'(X)(1 - q) + P'(X - C)q \quad (2)$$

式中 $P'(X)$ 是未追加机组时的累积概率; $P(X)$ 是追加以后的新值。由式(2)可知 $P(X) > P'(X)$ 。因

此,在增加一台机组后当停运容量均为 $X$ 时,系统的风险度增大了。为使系统风险度仍保持为 $P'(X)$ 的值,必须增加系统的备用容量。设此备用容量由新机组容量 $C$ 中扣出其值为 $\Delta R$ ,则由式(2)可写出下面的关系式

$$\begin{aligned} &P(X+\Delta R) \\ &=P'(X+\Delta R)(1-q)+P'(X+\Delta R-C)q \\ &=P'(X) \end{aligned}$$

只考虑上式右端等式,并略去 $P$ 上的符号“'”即得

$$\begin{aligned} &P(X+\Delta R)(1-q)+P(X+\Delta R-C)q \\ &=P(X) \end{aligned} \tag{3}$$

要求得 $\Delta R$ 的值,必须知道系统容量模型中 $P(X)$ 的解析表达式,但这是有困难的。为此,可利用指数曲线来局部地拟合 $P(X)$ 与 $X$ 的函数关系(见发电系统风险特性系数),有

$$P(X)=Be^{-\frac{X}{m}} \tag{4}$$

式中 $m$ 为系统风险特性系数; $B$ 为常数。将式(4)的关系应用于式(3)后,在等式两端取对数,经过简单运算可得

$$\begin{aligned} \Delta R &=m\ln[(1-q)+qe^{\frac{C}{m}}] \\ &=m\ln[(1-q)+qe^{\frac{C}{m}}] \end{aligned} \tag{5}$$

将式(5)代入式(1),最后求得此新发电机组的有效载荷容量为

$$C_e=C-\Delta R=C-m\ln[(1-q)+qe^{\frac{C}{m}}] \tag{6}$$

由此可见, $C_e$ 不仅与机组本身的强迫停运率 $q$ 有关,且与系统风险特性系数 $m$ 有关。不难证明, $q$ 越小或 $m$ 越大, $C_e$ 越接近 $C$ 。

应用 在长期电源发展规划中,应用机组有效载荷容量代替额定容量,可在保持系统风险度不变的判据下,确定合理的装机类型和进度,以适应系统负荷的增长。此外,应用等风险度法安排发电系统机组检修计划时,将机组有效载荷容量与负荷模型结合,可以求得优化的结果(见发电系统检修计划优化)。

参考书目

Garver L L. Effective Load Carrying Capability of Generating Unit. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-85, No. 8, 1966  
杨蔚百,戴景宸,孙启宏. 电力系统可靠性分析基础及应用. 北京:水利电力出版社,1986  
(杨蔚百)

fadian jizu zengzhang chuli texing

**发电机组增长出力特性** (load following characteristics of generating unit) 在保证设备安全条件下发电机组有功出力的最大增长速度。发电机组的出力增长速度能否适应电力系统负荷的增长速度关系到电力系统频率质量。水电机组启动快速,

并可迅速增长出力,一般约3~5 min或更短时间即可由零达到额定出力。火力发电机组的出力增长速度受一些因素限制:①汽轮机转子及汽缸、锅炉的厚壁部件在负荷变化时引起的热应力;②汽轮机转子膨胀引起的振动;③蒸汽的温度与压力变化的允许偏差;④锅炉燃烧、水位等自动控制的调节能力;⑤所用燃料的种类等。一般火力发电机组的增长出力速度如表所示。

发电机组增长出力速度

机组容量 (MW)	燃料种类	平均增长出力速度	
		MW/min	%/min
180~780	煤	2~10	1~2
	油	3~16	1.5~2.5

具体的机组的增长出力速度应据制造厂说明或通过试验确定。

(惠子厚)

fadian jizu zuida zuixiao chuli texing

**发电机组最大最小出力特性** (maximum and minimum output characteristics of generating unit) 发电机组在保证长时间安全运行的条件下所能达到的最大和最小出力的性能。最大出力即为机组的额定出力;最小出力则随机组的类型、性能和使用能源不同而异。经过长期运行的发电机组,由于使用年限过久和存在缺陷以及检修改造等原因,其最大最小出力特性会发生变化。确定最大最小出力的目的在于使电力系统调度部门能妥善安排机组发电计划以满足电力系统调峰的需要。

限制火力发电机组最小出力的因素为:①锅炉燃烧是否稳定,主蒸汽温度和锅炉水位的控制能否顺利进行和炉膛是否结焦等;②汽轮机末几级叶片是否受到汽水浸蚀和汽缸的膨胀差问题等。具体机组的最低出力应根据制造厂说明或通过试验确定。为了电力系统调峰的需要,有的对机组进行技术改造,有的采用降低汽压的变压运行方式,以降低发电机组的最小出力,解决因温度变化而引起的问题。一般常规火电机组的平均最小出力值范围见表。

常规火力发电机组最小出力

机组额定出力 (MW)	燃料	机组最小出力	
		MW	额定出力百分数(%)
180~660	煤	70~270	38~40
	油	50~200	28~36

(惠子厚)

fadian xitong dengzhi fuhe

**发电系统等值负荷** (generating system equivalent load) 可用来替代某一时段(周、月、年)内变化的日峰荷的恒定负荷。替代的条件是用它计算该时段的系统风险度须与用实际负荷计算的结果相同。20 世纪 70 年代初期美国通用电气公司 (General Electric Company) 的 L.L. 加弗 (L.L. Garver) 研究用等风险度法安排发电机组检修计划时 (见发电系统检修计划优化), 首先应用了等值负荷, 以便更合理和方便地安排该时段的检修机组容量。

等值负荷可用解析方法求得。根据上述定义有

$$P(C_s - L_s)T_p = \sum_{j=1}^{T_p} P(C_s - L_j) \tag{1}$$

式中  $L_j$  为时段内各天的日峰荷;  $T_p$  为时段的天数;  $L_s$  为待求的等值负荷;  $C_s$  为系统装机容量;  $P(\cdot)$  分别为系统备用容量为  $(\cdot)$  时的风险度, 可由系统容量模型求得 (见发电系统模型)。

由式 (1) 求等值负荷  $L_s$ , 必须知道系统容量模型  $P(X)$  的解析表达式, 这是有困难的。为此, 可利用指数曲线局部拟合  $P(X)$  与  $X$  的函数关系 (见发电系统风险特性系数)。经过运算, 最后求得的结果为

$$L_s = L_m + m \ln \left( \sum_{j=1}^{T_p} \frac{e^{\frac{L_j - L_m}{m}}}{T_p} \right) \tag{2}$$

式中  $L_m$  为研究时段的最大日峰荷;  $m$  为系统风险特性系数。

参考书目

Garver L L. Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS - 91, 1972

杨蔚百, 发电系统可靠性分析原理和方法, 北京: 水利电力出版社, 1985

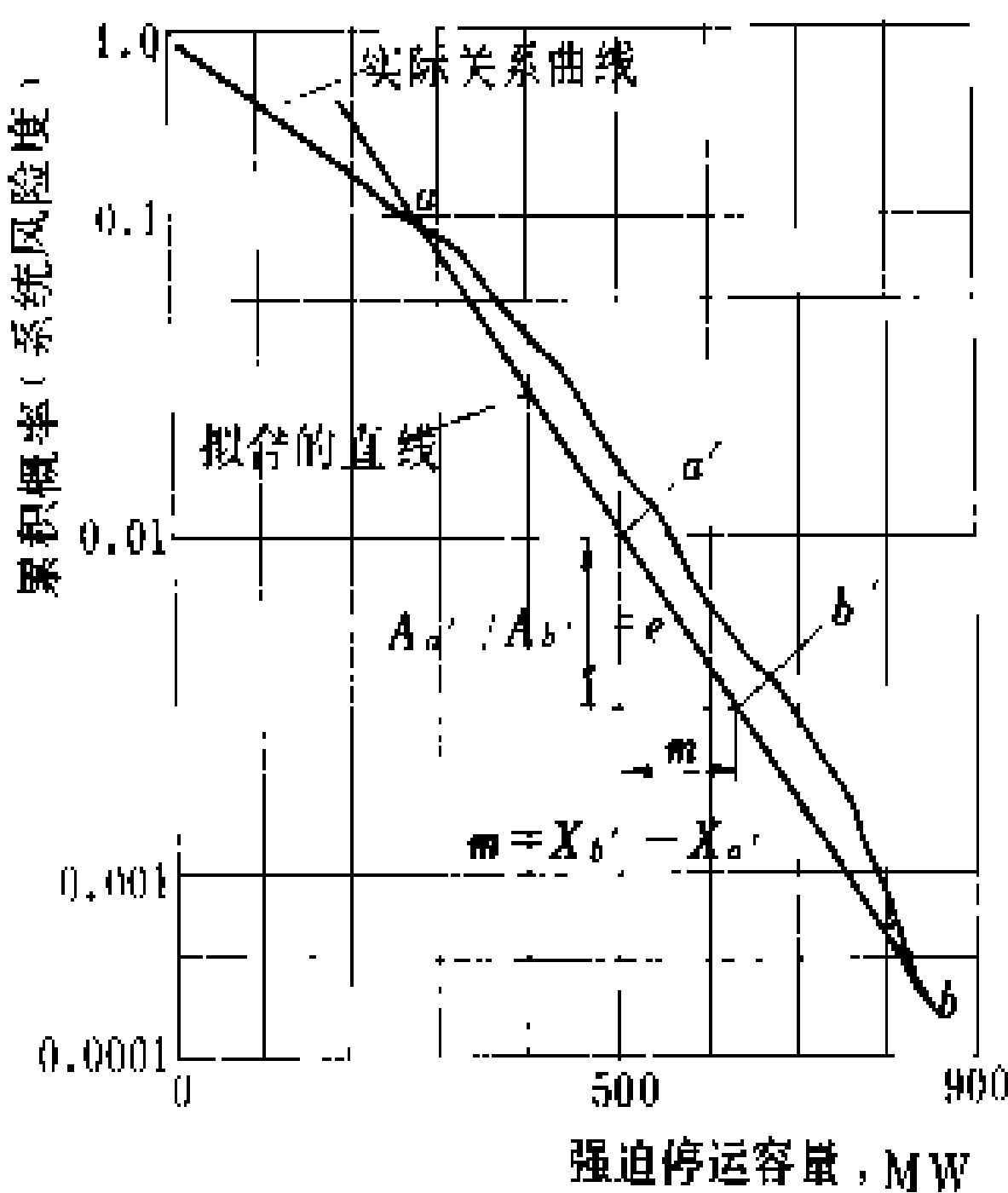
(杨蔚百)

fadian xitong fengxian texing xishu

**发电系统风险特性系数** (generation system risk characteristic factor) 用来近似表示发电系统风险度与强迫停运容量 (或系统备用容量) 的函数关系的参数, 通常用  $m$  表示, 单位是兆瓦 (MW)。  $m$  是美国通用电气公司 (General Electric Company, GE) L.L. 加弗 (L.L. Garver) 于 20 世纪 60 年代中期提出的一个可使系统可靠性计算简化的系数 (见发电机组有效载荷容量)。

根据容量模型 (见发电系统模型) 中的数据, 将累积概率作为强迫停运容量的函数绘在半对数坐标纸

上, 可得到一条曲线 (见图)。此曲线比较接近直线, 可通过  $a, b$  两点的一条直线来拟合。取直线上的一段  $a'b'$  为斜边作三角形,  $a'$  的坐标为  $(X_a', A_a')$ ,  $b'$  的坐标为  $(X_b', A_b')$ , 使三角形两个顶点的纵坐标恰好相差  $e$  倍, 即图中  $A_a'/A_b' = e$ , 则此三角形底边对应的横坐标为  $X_b' - X_a'$  且等于所求系统风险特性系数  $m$  的值。因此,  $m$  值的大小反映了系统风险度对停运容量 (或备用容量) 变化的敏感程度。



风险特性系数  $m$  的图示

$m$  的值可直接用算式求得。根据  $m$  的定义, 图中拟合直线的纵坐标可表示为

$$A_x = P(X) = Be^{-\frac{X}{m}} \tag{1}$$

式中  $X$  为强迫停运容量;  $A_x, P(X)$  为对应停运容量  $X$  的累积概率;  $B$  为常数与图中所选  $a, b$  两点的位置有关。

图中  $a, b$  二点的横坐标已给定为  $X_a$  和  $X_b$ , 则对应的纵坐标可求得为  $A_a$  和  $A_b$ , 由式 (1) 可写出

$$\frac{A_a}{A_b} = \frac{Be^{-\frac{X_a}{m}}}{Be^{-\frac{X_b}{m}}} = e^{\frac{X_b - X_a}{m}} \tag{2}$$

将式 (2) 两边取对数后并加整理即求得  $m$  的表达式为

$$m = \frac{X_b - X_a}{\ln \left( \frac{A_a}{A_b} \right)} \tag{3}$$

应用式 (3) 计算  $m$  时, 在形成系统的容量模型后, 必须预先给定  $A_a$  和  $A_b$  的值。给定的原则是使它们包括的累积概率变化范围满足计算的需要, 因此, 与系统风险度判据有关。例如, 当系统年风险度判据取为 0.1 d/a 时, 取  $A_a \approx 0.1$  和  $A_b \approx 0.0003 \sim 0.0004$  已可满足用 260 个工作日 (美国及西欧) 或 312 个工作日 (中国及亚洲和非洲一些国家) 计算年风险度的需要。如风险度判据为其他值, 可仿此调整图中  $a, b$  两点位置。  $A_a, A_b$  一经确定, 再由容量模型查出对应的  $X_a$  和  $X_b$ , 即

可由式(3)求得  $m$  的值。

#### 参考书目

Garver L. L. Effective Load Carrying Capability of Generating Units. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-85, No. 8, 1966

杨蔚百. 发电系统可靠性分析原理和方法. 北京: 水利电力出版社, 1985

(杨蔚百)

fadian xitong jianxiu jihua youhua

### 发电系统检修计划优化 (optimization of generating unit maintenance scheduling)

发电系统中以系统可靠性或/和经济性为目标函数,并考虑实际中存在的约束条件后,对发电机组检修计划进行的安排。电力系统中由于发电机组检修使可用容量减小,对系统可靠性具有明显的影响。此外,电力部门每年用在机组检修的费用也非常庞大。因此,应该合理地安排检修计划。多年来不少研究人员从优化的角度进行了大量研究。目前已发表了多种优化检修计划的方法以适应系统发展规划和运行调度部门的需要。这些方法大致可分为三类:①以系统备用容量作为判据的确定性方法,如等备用法;②以系统风险度作为判据的概率方法,如等风险度法;③以可靠性或/和经济性为目标函数的数学规划法。其中最常用的是等备用法和等风险度法。

**等备用法** 安排检修计划时力求使全年内系统的备用容量接近相等,因此,目标函数为

$$\Delta P_i = \Delta P_j, \quad i, j = 1, \dots, t, \dots, T \quad i \neq j \quad (1)$$

式中  $\Delta P_i$  为任一时段(如周、旬等)的系统净备用容量; $T$  为一年划分的时段数。约束条件可分为三种:①时间约束,如机组一年的检修次数、持续时间、容许检修的期间等;②资源约束,如检修力量、主要器材及设备条件等;③环境约束,如水能利用情况、与电网检修的配合和用户负荷需量等因素。

等备用法由于简单直观易于实现,故自有电力系统以来沿用至今。但是,这种方法没有考虑机组和系统负荷的随机性质,因此,不能反映两个不同的系统即使具有相同的备用容量,可靠性也可能不同的情况。

**等风险度法** 安排检修计划时力求使全年系统的风险度接近相等。因此,目标函数为

$$LOLE_i = LOLE_j, \quad i, j = 1, \dots, t, \dots, T \quad i \neq j \quad (2)$$

式中  $LOLE_i$  为任一时段的系统风险度(见发电系统可靠性指标)。约束条件与等备用法相同。等风险度法应用检修机组的有效载荷容量(见发电机组有效载荷容量)代替它的额定容量来修正负荷曲线,各时段内变化的日负荷用发电系统等值负荷来代替,这些措施

充分考虑了机组和系统可靠性的概率性质,克服了等备用法的缺点。因此,这种方法从 20 世纪 70 年代初期提出后,在电力部门(特别是规划设计部门)得到应用。

等备用法和等风险度法都可在计算机上实现,目前国内外不少电力部门都研制有这方面的程序,一般都是用启发式方法进行优化。直接应用数学规划的优化方法(如整数规划法等),虽也见到了一些研究结果,但这种方法的局限性很大(如不易处理各种约束条件等),实际应用的很少。

#### 参考书目

Yamaye Z. A. Maintenance Scheduling: Description, Literature Survey and Interface with Overall Operations Scheduling. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-101, No. 8, 1982

郭永基. 电力系统可靠性原理和应用 下册. 北京:清华大学出版社, 1986

(杨蔚百)

fadian xitong kekaoxing

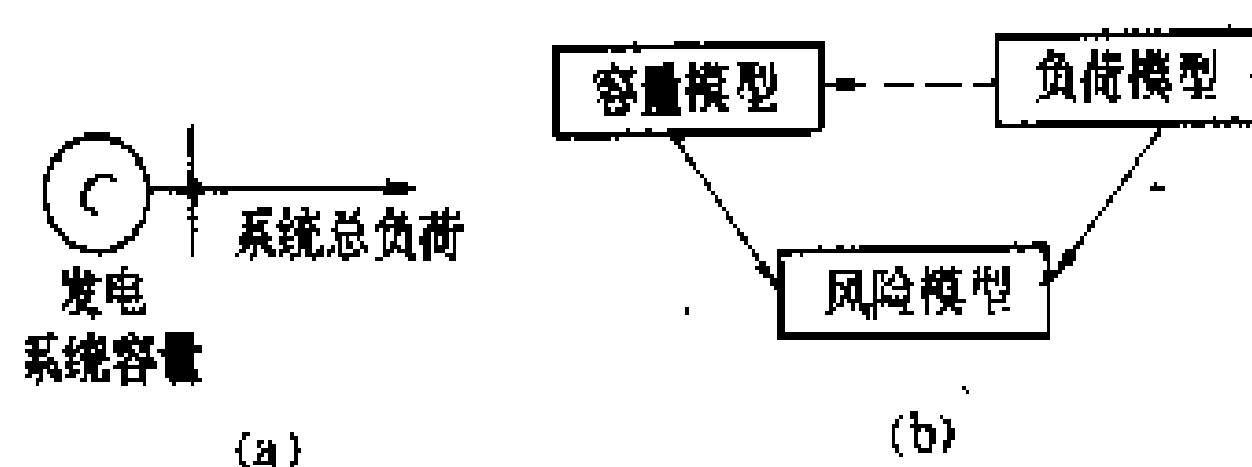
### 发电系统可靠性 (generating system reliability)

评估统一并网运行的全部发电机组按可接受标准及期望数量满足电力系统负荷电力和电量需求的能力的度量。研究发电系统可靠性的主要目标是确定电力系统为保证充足的电力供应所需的发电容量。所需发电容量可分为静态需要容量和运行需要容量两个不同的方面。静态容量是指对于整个系统所需容量的长期估计,可考虑为装机容量。它必须满足发电机组计划检修、非计划检修、季节性降低出力以及非预计的负荷增长等要求。运行容量则是指对于为满足一定负荷水平所需实际容量的短期估计。二者的差别除考虑的时间期限不同外,前者待确定的基本量是电力系统的合理装机备用,后者需要确定的则是在短时间内(几小时或一天),系统所需的运行备用(旋转备用、快速启动机组及互联电力系统的相互支援等)。在电力系统规划阶段评价不同的电源发展方案时,必须对上述两方面都进行核算,在作出决策后,短期容量的需求就成为运行方面关心的问题。

**分析原理和指标** 衡量发电系统可靠性的标志是系统的充裕度。充裕度是,在发电机组额定值和电压水平限度内,考虑到机组的计划和计划停运及降低出力,向用户提供总的电力和电量需求的能力。通常用来衡量系统装机容量充裕度的方法是百分数备用法或最大机组备用法或将此二者结合使用的方法(见备用容量确定方法)。这些都属于确定性方法,主要根据长期收集、积累的发电系统可靠性资料,负荷预测资料,电

源配置以及规划设计人员的经验来确定。另一种是概率方法,即电力不足概率(loss of load probability, LOLP)法及电力不足频率和持续时间(frequency and duration, F&D)法(见发电系统可靠性指标)。在发展过程中又在20世纪50年代提出将对策论和模拟技术引入应用的更为简便的方法,建立了概率方法一个新的分支——模拟法和60年代末期提出的建立发电系统模型的递推法(见发电系统模型)。递推法不仅扩展了F&D法的应用范围,并使在计算机上实现概率方法变得更为实用和简便。

任何估计发电系统充裕度的概率方法的基本途径在原理上都相同,它由三部分组成如图所示。



发电系统可靠性分析原理示意图  
(a)系统模型;(b)分析模型

将发电系统模型和发电系统可靠性负荷模型相结合形成适当的风险模型后,即可计算出一系列可靠性指标(见发电系统可靠性指标)。这些指标通常不考虑输电网络的约束(唯一例外的是互联系统的联络线),也并不反映任何特定用户负荷点的电力不足,但能衡量整个发电系统的充裕度。

由于发电机组的计划检修对发电系统可靠性具有重大影响,因此,在估计发电系统可靠性时,必须首先优化检修计划(见发电系统检修计划优化),并在此基础上建立发电系统的容量模型。

应用 发电系统可靠性估计广泛应用于电力系统长期电源规划中,也是系统运行规划的重要内容。在进行电源规划时,通常与投资的经济性指标结合,用以确定合理的装机方案和进度。典型的应用有:①确定不同时期系统可靠性的变化趋势;②按可靠性判据对不同建设方案进行评价和比较;③进行投资和效益的平衡等。对于运行系统典型的应用可按时间的长短划分为三种情况:①短期(几小时或几天之内):安排可用发电容量的经济利用;在预定风险水平下确定充分的运行备用容量;估计系统可能售出或需购入的电力;在偶然事故时选择正确的对策等。②中期(1年以上):估计水能的不可用度和水能预测不确定性的影响;制定经济运行计划和电能的购、售计划;安排机组的检修计划等。③长期(2~4年):制定机组的扩大性检修和恢复计划;签订燃料合同;制定长期购、售电计划等。目前对运行发电系统可靠性的研究相对较少。

发电系统可靠性研究的进一步应用是对互联发电

系统可靠性的估计,分析系统互联后所带来的效益(见互联系系统可靠性)。

发电系统可靠性的估计,无论采用哪种方法或模型,都要以长期系统地收集、积累的发电系统可靠性资料为基础。

#### 参考书目

杨蔚百编. 发电系统可靠性分析原理和方法. 北京:水利电力出版社,1985

(杨蔚百)

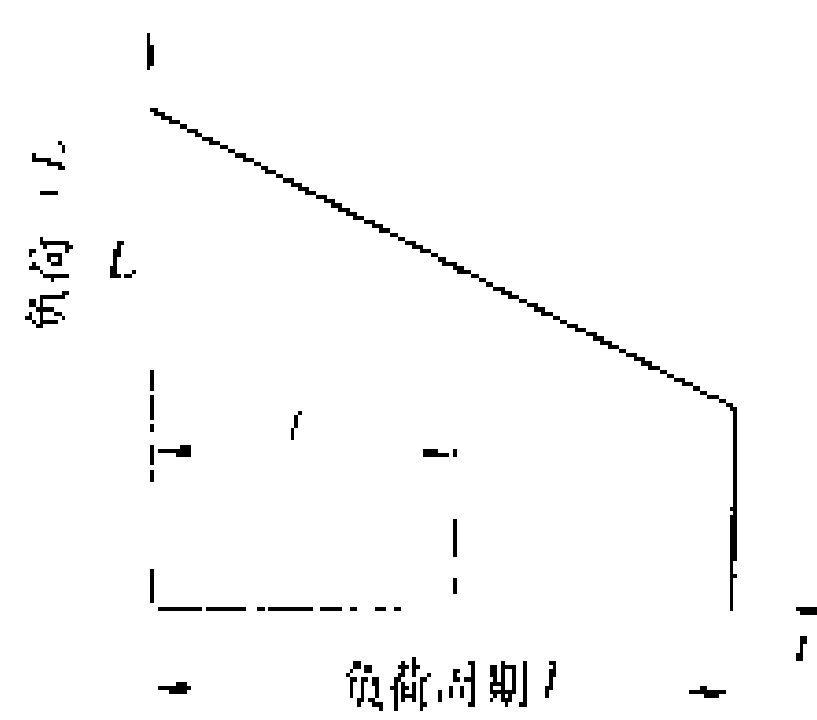
fadian xitong kekaoxing fuhe moxing

**发电系统可靠性负荷模型** (load model for generation system reliability)

评价发电系统充裕度时所用的系统负荷模型。根据估计发电系统可靠性方法的不同,系统负荷模型具有多种形式,常用的有按年历次序形成的负荷模型、累积负荷模型、两级日负荷模型等。

按年历次序形成的负荷模型 包括系统年最大负荷(MW),年内52周的最大负荷(用年最大负荷的百分数表出),一周7天的日最大负荷(用周最大负荷的百分数表出)和一天24小时的最大负荷(用日最大负荷的百分数表出,通常春、夏、秋、冬四季各选一典型日负荷曲线)。这种负荷模型形式简单,易于从电力部门取得所需数据,因此,应用很广。在电气与电子工程师学会(Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE)推荐的可靠性测试系统(IEEE-RTS)中即采用这种负荷模型。

累积负荷模型 根据系统某一时段(小时或天)内的最大负荷记录绘制的日、周、月或年最大负荷持续曲线,图1是已直线化的示意图。根据这种模型可以很容易求得系统负荷等于和大于任一负荷水平 $L$ 的时间概率为 $P(L)=t/T$ 。利用这一特点,当已知发电可用容量为 $C$ ,且令 $L=C$ 时,即可方便求得电力不足概率指标值。



将累积负荷模型通过卷积与系统中每台发电机组的概率模型结合,便得到等效负荷模型,据此可直接求得发电系统的可靠性指标,在实际中应用也很广泛。但是,由于累积负荷模型是按负荷的大小而不是按出现的时间顺序排列,因此,在需要估计两个互联系统的可靠性时,不能反映不同系统在同一时刻的负荷相关性,也不能利用这个模型计算发电系统可靠性的频率及持续时间指标。



两级日负荷模型 将实际日负荷曲线用高低两级负荷水平来近似表示,如图 2(a)所示。图中  $L_i$  为日最高(大)负荷; $t_i$  为  $L_i$  的平均持续时间; $L_0$  为日最低(小)负荷; $T$  为负荷周期,单位为日(d); $e=t_i/T$  称为高负荷系数,其值随系统负荷特性而异。通常假定  $L_0$  各天相等, $L_i$  则每天可能变化,故构成一随机序列。因此,各天的两级日负荷序列可用图 2(b)的马尔科夫模型来表示。图 2(b)中设每一个  $L_i(i=1,\dots,N)$  下一步转移到  $L_0$  而不存在它们相互之间的转移。于是,两级日负荷模型的参数可用转移率、状态频率和状态概率来描述。

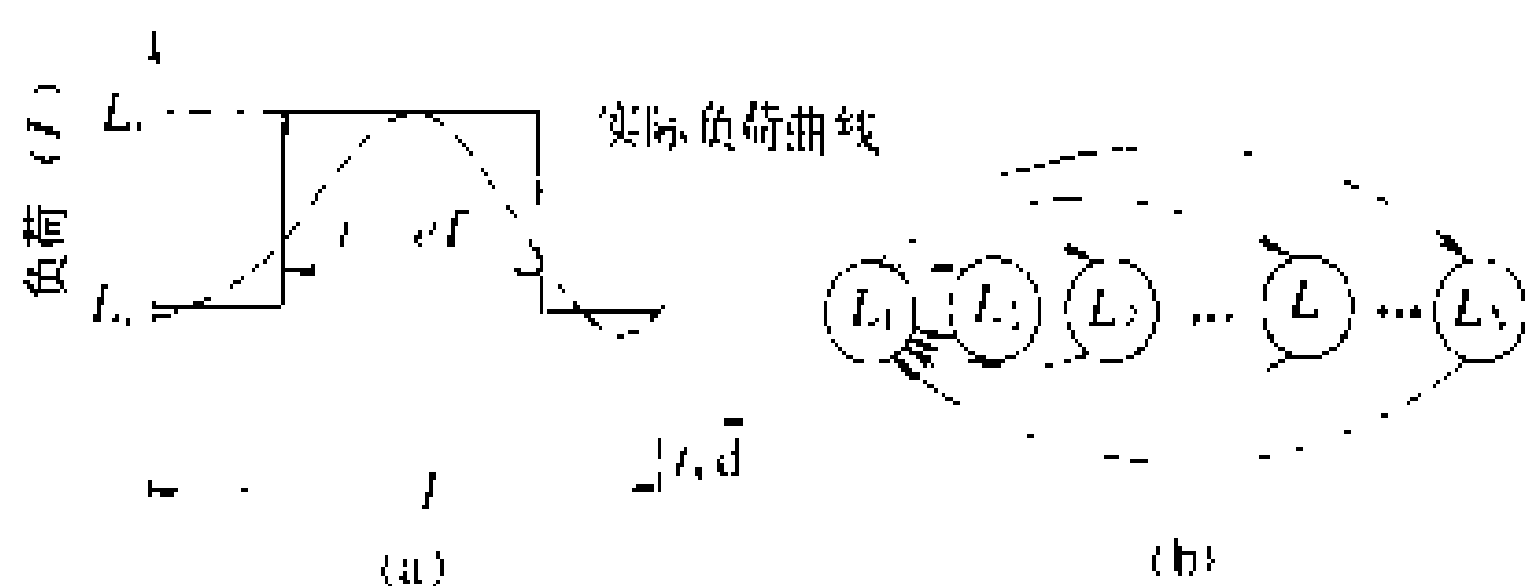


图 2 两级日负荷模型

(a)日负荷曲线;(b)两级日负荷的马尔科夫模型

高负荷的转移率可表为

$$\lambda_{L_i} = \frac{1}{t_i} = \frac{1}{eT} = \frac{1}{e}, 1/d, \text{ 而 } \lambda_{L_0} = 0 \quad (1)$$

式中  $\lambda_{L_i}$ 、 $\lambda_{L_0}$  分别是  $L_i$  向  $L_0$  和  $L_0$  向  $L_i$  之间的转移率。

低负荷的转移率为

$$\lambda_{L_0} = \frac{1}{1-e}, 1/d, \text{ 而 } \lambda_{L_i} = 0 \quad (2)$$

式中  $\lambda_{L_0}$ 、 $\lambda_{L_i}$  分别是  $L_0$  向  $L_i$  和  $L_i$  向  $L_0$  之间的转移率。

设在  $N$  个  $L_i$  中具有相同大小的负荷个数为  $n_i$ ,  $i=1,\dots,N$ , 则  $n_i/N$  称为  $L_i$  出现的相对频率,用  $\alpha_i$  表示有

$$\alpha_i = n_i/N, \sum_{i=1}^N \alpha_i = 1 \quad (3)$$

显然,  $L_0$  的相对频率为  $\alpha_0=1$ 。

负荷处于  $L_0$  或  $L_i$  时的状态概率分别为

$$\left. \begin{aligned} P_{L_0} &= \frac{\alpha_0}{\lambda_{L_0}} = 1 - e \\ P_{L_i} &= \frac{\alpha_i}{\lambda_{L_i}} = \alpha_i e \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

两级日负荷模型由于考虑了日最大负荷在一天内的变化,在估计发电系统可靠性的频率—持续时间法(F&D)中,可使计算的 LOLP 较精确(在电力不足概率法中假定最大负荷持续一整天),并可较方便地求得系统故障频率指标。

此外,为提高精度,还有提出多于两级的多级日负

荷模型的,但应用较少。

参考书目

Ringlee R J, Wood A J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations Part I — Demand Model and Capacity Reserve Model. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-88, No. 4, 1969

Billinton R, Singh C. System Load Representation in Generating Capacity Reliability Studies Part-1 Model Formulation and Analysis. IEEE Trans. on PAS, 1972

(杨蔚百)

fadian xitong kekaoxing zhibiao

发电系统可靠性指标 (generating system reliability indices)

用来定量估计发电系统供电充裕度的尺度。可分为确定性指标和概率性指标两大类。确定性指标如系统备用容量,是凭系统规划人员经验确定的,是电力系统早期最通用的可靠性指标;概率性指标是考虑到发电机组故障的随机性,以可靠性理论为指导,通过概率统计的方法确定的指标。概率可靠性指标经过几十年来的研究发展日趋完善,在发电系统的规划设计中已逐步取代了确定性指标,得到广泛的应用。

**确定性指标** 通常有两种表示方法:百分备用指标和最大机组备用指标(见备用容量确定方法)。

**概率性指标** 为满足各种不同场合下估计发电系统可靠性的需要,已有 10 多种不同的指标,其中最常用的有:电力不足期望值 (loss of load expectation, LOLE), 电力不足概率 (loss of load probability, LOLP), 小时电力不足期望值 (hourly loss of load expectation, HLOLE), 电量不足期望值 (expected energy not supplied, EENS), 电力不足频率和持续时间 (frequency and duration, F&D) 和系统一分 (system minutes, SM) 指标等。

电力不足期望值 在给定期限内(通常为 1 年)系统可用发电容量小于日峰荷的天数期望值,其算式为

$$\text{LOLE(期间)} = \sum_{j=1}^n P(C_i - L_j), d/\text{期间} \quad (1)$$

式中  $C_i$  为系统可用容量(装机容量扣除计划检修容量); $L_j$  为第  $j$  天的日峰荷; $P(C_i - L_j)$  为第  $j$  天所有强迫停运容量  $X$  大于或等于  $C_i - L_j$  的累积概率,可由发电系统容量模型与其负荷模型结合而求得; $n$  是研究期间的天数。

显然, LOLE 是在假定系统日峰荷持续一天不变条件下求得的,因此对发电系统可靠性是一种偏保守的估计。这一指标在发电系统规划设计中得到广泛的应用。根据 1983 年国际大电网会议的统计资料,世

界上有16个国家包括20家电力公司应用LOLE指标作为发电系统风险度的判据,它们规定的标准值在0.1~5 d/a之间。

电力不足概率 当期间为1天或只是一个负荷时,有

$$\text{LOLP} = \text{LOLE}(1 \text{ 天}) = P(C_s - L) \quad (2)$$

LOLP 是一真正概率值(无量纲),通常用来研究一发电系统的可用容量不满足年最大负荷需要的概率。

小时电力不足期望值 将小时负荷模型与发电容量模型结合所求得的电力不足期望小时数。因此,只须对式(1)稍加修改即可得

$$\text{HLOLE}(\text{期间}) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{24} P(C_j - L_{j,k}), \text{h/期间} \quad (3)$$

式中  $n$  为研究期间天数;  $L_{j,k}$  为第  $j$  天第  $k$  小时的负荷。

HLOLE 是按日负荷曲线逐小时算出的指标,它表明研究期间期望停电小时数,而 LOLE 是在假定日峰荷持续一整天条件下算出,实际是对研究期间在日峰荷时停电次数的估计。因此,这两个指标的概念不同,不存在相互转换的关系。

HLOLE 指标在少数几个国家中使用,规定的标准判据值为 2.4~60 h/a 不等。

电量不足期望值 在一定期间内由于发电机组随机强迫停运而少向用户供的总电量期望值。即

$$\text{EENS}(1 \text{ h}) = \sum_{X=R+1}^{C_s} (X-R)p(X), \text{MW} \cdot \text{h} \quad (4)$$

式中  $C_s$  为系统可用发电容量;  $R$  为在该小时负荷为  $L$  时系统的备用容量即  $R = C_s - L, \text{MW}$ ;  $X$  和  $p(X)$  为发电强迫停运容量及处于这一状态的确切概率。EENS 可以方便地应用小时负荷和发电系统容量模型数据进行计算,可用图来说明。图中假定容量模型中的功率步长  $\Delta X = 1$ , 这样所有竖直矩形的底边等于1而高等于  $\sum_{X=R+1}^{C_s} p(X) = P(X)$ , 即停运容量  $\geq X$  的累积概率。由于所有矩形面积之和即所求 EENS, 故有

$$\text{EENS}(1 \text{ h}) = \sum_{X=R+1}^{C_s} P(X), \text{MW} \cdot \text{h} \quad (5)$$

当容量模型中的功率步长  $\Delta X$  不等于1,且负荷  $L$  的值并不恰好使  $R = C_s - L$  对应某一停运容量时,则式(5)应修正为

$$\text{EENS}(1 \text{ h}) = \Delta X \left[ \sum_{X=R+1}^{C_s} P(X) - \epsilon \right], \text{MW} \cdot \text{h} \quad (6)$$

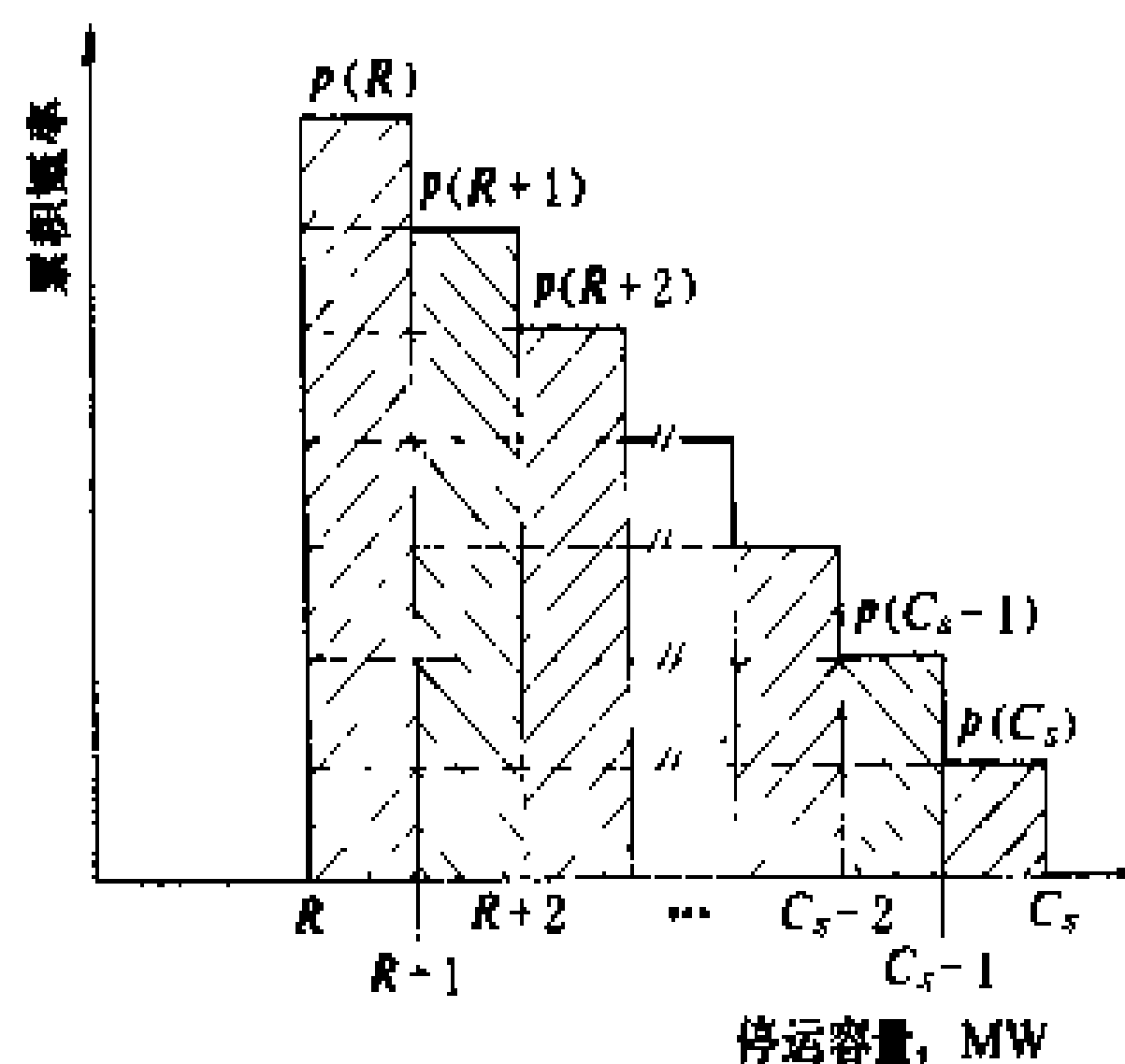
式中  $\epsilon = (R/\Delta X - N)P[(N+1)\Delta X]$ ,  $N = (R/\Delta X)$  取整。对于大型系统或  $\Delta X$  不大时,误差  $\epsilon$  的影响可以忽略。当研究的是某一期(周、月或年)的指标时,由式

(6)可得(略去  $\epsilon$ )

EENS(期间)

$$= \Delta X \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{24} \left[ \sum_{X=C_j-L_{j,k}}^{C_s} P_j(X) \right], \text{MW} \cdot \text{h/期间} \quad (7)$$

式中  $n$  为研究期间的天数;  $C_j$  为第  $j$  天的系统可用发电容量。



利用容量模型计算 EENS 示意图

EENS 指标用来估计用户由于停电造成的经济损失,法国、意大利、瑞典等国也用 EENS 作为发电系统风险度的判据。

电力不足频率和持续时间 容量模型中计算的频率仅是表明发电机组停运特性的参数,但发电机组停运不一定引起系统电力不足,因此,必须将容量模型参数与负荷的变化相结合,才能求得系统故障频率及持续时间。目前计算系统故障频率的方法根据所用负荷模型不同有两种公式。

利用小时负荷模型推导的计算系统故障频率公式具有如下形式

$$F_h(\text{期间}) = \sum_{j=1}^n \left[ P_j(C_j - L_j) + \frac{1}{24} \sum_{k=1}^{24} F_j(C_j - L_{j,k}) \right], \text{次/期间} \quad (8)$$

式中  $n$  为研究期间天数;  $C_j$  和  $L_j$  分别为第  $j$  天的系统可用发电容量和日峰荷;  $L_{j,k}$  为第  $j$  天第  $k$  小时的负荷;  $P_j(\cdot)$  和  $F_j(\cdot)$  分别为累积概率和累积频率。

式(8)求得的系统故障频率是以天数为基础表示的,即表明出现系统故障的天数而不是故障的次数。因此,与日负荷曲线的形状(例如单峰或双峰曲线)无关。

这种情况下的系统故障持续时间指标用下式计算

$$D_h(\text{期间}) = \frac{\text{HLOLE}(\text{期间})}{F_h(\text{期间})}, \text{h/次}$$

将式(3)和式(8)代入上式,得



$$D_n(\text{期间}) = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{24} P_j(C_j - L_{j,k})}{\sum_{j=1}^n \left[ P_j(C_j - L_j) + \frac{1}{24} \sum_{k=1}^{24} F_j(C_j - L_{j,k}) \right]}, \text{h/次} \quad (9)$$

应用两级日负荷模型(见发电系统可靠性负荷模型)计算系统故障频率时,假定日最高负荷  $L$  持续时间为  $t$ ,并忽略最低负荷  $L_0$  时发生系统故障的可能性(相当于令  $L_0=0$ ),则式(8)可简化为

$$F_n(\text{期间}) = \sum_{j=1}^n \left[ P_j(C_j - L_j) + \frac{t_j}{24} F_j(C_j - L_j) \right], \text{次/期间} \quad (10)$$

式中  $n$  为研究期间天数; $C_j$  和  $L_j$  分别为第  $j$  天的系统可用发电容量和日最高负荷; $t_j$  为第  $j$  天日最高负荷的持续时间。在这种情况下系统故障持续时间指标为

$$D_n(\text{期间}) = \frac{\sum_{j=1}^n t_j P_j(C_j - L_j)}{\sum_{j=1}^n \left[ P_j(C_j - L_j) + \frac{t_j}{24} F_j(C_j - L_j) \right]}, \text{h/期间} \quad (11)$$

显然,系统故障频率和持续时间按两级负荷模型计算时较为简单,而按小时负荷模型计算时较为精确。

系统-分 最近几年来表示系统故障严重程度的指标,表示为

$$SM_j = 60 \frac{EENS_j}{L_j} \quad (12)$$

式中  $j$  为研究的期间; $L_j$  为研究期间内系统的最大负荷; $SM_j$  为系统在最大负荷时整个系统停电的分钟数。也就是一个系统-分相当于系统在最大负荷时停电 1 min。这一指标多用来估计发输电合成系统的可靠性。

**可靠性指标的应用** 主要用于发电规划中确定系统必需的备用容量、装机类型和进度,比较不同方案,安排系统机组的检修计划等。其中 LOLP 和 LOLE 应用最广,而其他指标通常配合使用。LOLE 对反映小时负荷变化的影响不灵敏,因此,在研究负荷调整管理对可靠性的影响时,用 HLOLE、EENS 和 F&D 指标就更合适。

#### 参考书目

EPRI. Reliability Indexes for Power System, EL - 1773. Final Report, 1981

Juseret R. Reliability Criteria Used in Various Countries. Electra, No. 110, 1987. 67~101

(杨蔚百 白同朔)

fadian xitong moxing

## 发电系统模型 (generation system model)

在概率可靠性方法中,用来表示发电系统不同容量级别状态及其出现概率的一个简单数组,又称容量模型或容量停运概率表(简称停运表)。发电系统在长期运行中,可能出现发电机组的随机停运。不同台数和容量的机组停运的结果,可使系统处于不同容量状态,这些状态可按停运容量(或按保留的可用容量)的大小来区分。如果再计算出每一状态出现的概率(也可包括频率),便形成一个完整的容量模型,可用表格形式表示。如果系统中发电机组的型号全部相同,容量模型可应用简单的二项分布公式计算。但是,实际系统中机组型号不可能全都相同,因此,通常是应用递推算法来建立容量模型,它可以克服二项分布式算法的局限性。发电系统模型按机组台数和状态分类,可分为两状态模型和多状态模型。

**两状态模型** 包括单机两状态容量模型和多机两状态容量模型。

**单机两状态容量模型** 一台发电机组的容量为  $C$ ,故障率为  $\lambda$ ,修复率为  $\mu$ ,则单台机组的状态转移如图 1 所示。机组的可靠性参

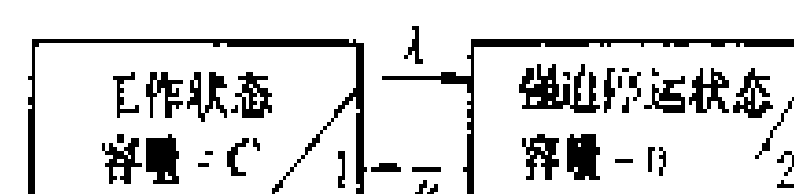


图 1 单台机组的状态转移

数为:可用率  $= \frac{\mu}{\lambda + \mu} = p$ ,强迫停运率  $= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = q$ ,且  $p$

$+q=1$ 。

又

$$p = \frac{\Sigma(\text{运行时间})}{\Sigma(\text{运行时间}) + \Sigma(\text{强迫停运时间})} = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (1)$$

$$q = \frac{\Sigma(\text{强迫停运时间})}{\Sigma(\text{运行时间}) + \Sigma(\text{强迫停运时间})} = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2)$$

式中  $T$  为研究周期; $f$  为状态转移频率。因此

$$f = \lambda p = \mu q = \frac{N_F}{T}$$

式中  $N_F$  为强迫停运次数。于是求得单台发电机组的两状态容量模型如表所示。表中对应于某一强迫停运容量  $X$  的状态概率(频率)称为确切概率(频率),而将所有  $\geq X$  的状态组合后的组合状态概率(频率)称为累积概率(频率)。

**多机两状态容量模型** 具有  $n$  台发电机组的系统,假定每台机组具有两个状态,则有  $2^n$  个系统状态。当  $n$  很大时,状态的数目按指数增长,要同时加以列举

单机两状态容量模型

状态	工作容量 (MW)	强迫停运容量 X (MW)	确切概率 p	累积概率 P	确切频率 f	累积频率 F
1	C	0	1-q	1	$\lambda(1-q)$	0
2	0	C	q	q	$\mu q$	$\mu q$

已不可能。因此，需用递推法来建立容量模型。此时，从第一台机组的容量模型（见表）开始，逐台递推计算到  $n$  台为止。状态概率的递推公式是

$$p(X)=p'(X)(1-q)+p'(X-C)q \tag{4}$$

式中  $C$  和  $q$  为当前追加机组的容量和强迫停运率； $p'(X)$  和  $p(X)$  分别是追加机组前、后容量模型中对应停运容量为  $X$  的状态概率旧值和新值。式（4）既用来计算确切概率也可直接计算累积概率，视所代入的  $p'(X)$  值而定。此时，须满足：如  $X<C$ ，计算确切概率时，则令  $p'(X-C)=0$ ；计算累积概率时，则令  $p'(X-C)=1$ 。

确切状态频率的递推公式为

$$f(X)=(1-q)f'(X)+qf'(X-C)+\mu qp'(X)+\mu qp'(X-C) \tag{5}$$

累积状态频率的递推公式为

$$F(X)=(1-q)F'(X)+qF'(X-C)+\mu qP'(X)+\mu qP'(X-C) \tag{6}$$

式（5）中  $p'(X)$ 、 $p'(X-C)$  及式（6）中  $P'(X)$  和  $P'(X-C)$  分别是未追加新机组前容量模型中确切概率和累积概率的旧值。

用递推法建立容量模型由于精度高、方法简便，使发电系统可靠性分析技术大大迈进了·一步，在国内外得到广泛应用。但是，随着电力系统规模不断扩大，发电机组台数增多，递推法无论在所需存储量或计算速度方面已不能满足要求，因此，20 世纪 80 年代以来出现了许多新的近似算法。

**多状态模型** 包括单机多状态容量模型和多机多状态容量模型。许多大容量机组由于辅机故障等原因，可能出现多个强迫降低出力运行状态，对于任何一个强迫降低出力容量  $X$  (MW) 的状态，可画出相应的多状态空间转移图如图 2 所示。

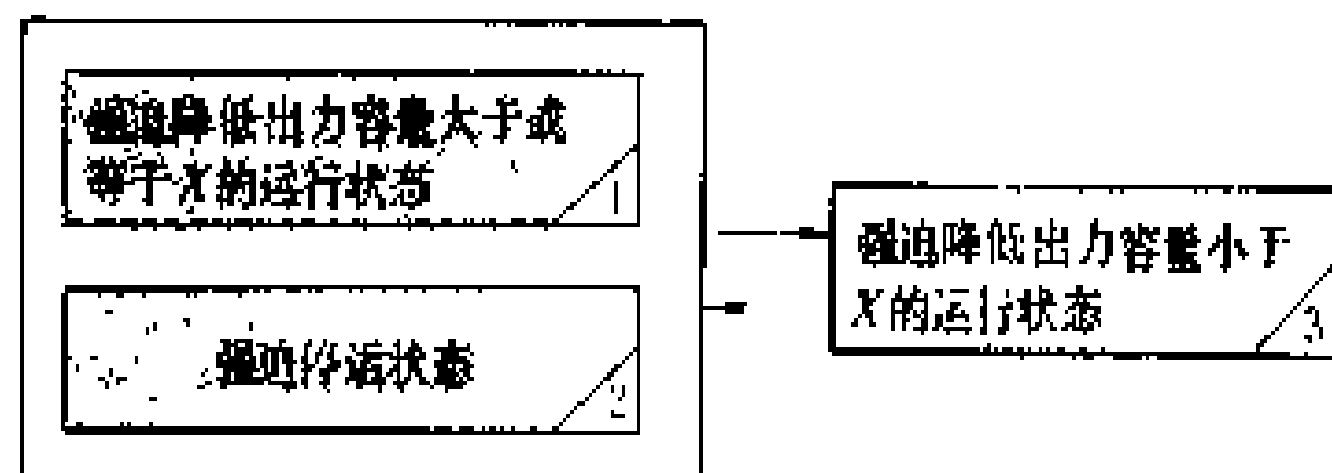


图 2 多状态空间转移图

单机多状态容量模型 强迫降低出力容量大于等于  $X$  的累积概率为

$$P(X)=\frac{\Sigma(\text{强迫降低出力容量大于或等于 } X \text{ 的运行时间})}{\Sigma(\text{运行时间})+\Sigma(\text{强迫停运时间})+(\text{强迫停运时间})}+\frac{\Sigma(\text{运行时间})+\Sigma(\text{强迫停运时间})}{\Sigma(\text{运行时间})+\Sigma(\text{强迫停运时间})}=\frac{m_x+r}{m+r}=\frac{m_x+r}{T} \tag{7}$$

单机多状态容量模型中强迫降低出力容量大于等于  $X$  的累积频率为

$$F(X)=\frac{N_{FX}}{\Sigma(\text{运行时间})+\Sigma(\text{强迫停运时间})}=\frac{N_{FX}}{T} \tag{8}$$

式中  $N_{FX}$  为在  $T$  时间内进入状态 1（强迫降低出力容量大于或等于  $X$  的运行状态）或状态 2（强迫停运状态）的次数，它不包括状态 1、2 之间的转移次数。

多机多状态容量模型 为构造这种模型可使用以下迭代公式

$$P(X)=\sum_{i=1}^N P'(X-X_i)[P_n(X_i)-P_n(X_{i+1})] \tag{9}$$

$$F(X)=\sum_{i=1}^N \{F'(X-X_i)[P_n(X_i)-P_n(X_{i+1})]+P'(X-X_i)[F_n(X_i)-F_n(X_{i+1})]\} \tag{10}$$

式中  $N$  为追加新机组容量模型中的状态数； $P_n(\cdot)$  和  $F_n(\cdot)$  分别为追加新机组容量模型中的累积概率和累积频率； $X_{i+1}>X_i$ ，且  $P_n(X_{n+1})=F_n(X_{n+1})=0$ 。

### 参考书目

Hall J D, Ringlee R J, Wood A J. I-Generation System Model. In: Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-87, No. 9, 1968

Stremel J P, Rau N S. The Cumulant Method of Calculating LOLP. IEEE PES Summer Meeting, 1979. Paper No. A79 506-7

（杨诗百 白同朔）

fashudian hecheng xitong guzhang houguo fenxi

**发输电合成系统故障后果分析**（failure effect analysis of composite generation and transmission system） 分析发输电合成系统故障后果的方法。根据能否按规定的参数和要求完成规定功能的标准，将系统的状态划分为完好和故障两大状态集合，然后计算可靠性指标。它是目前分析发输电合成系统可靠性的基本方法。

**故障划分** 以充裕度为基础的发输电合成系统的可靠性分析中把以下情况作为故障：①系统中可用的发电容量不足以满足负荷要求；②向某一负荷点供电的连续性被中断；③输电线过负荷；④母线电压偏离允许值。



**故障后果分析的步骤和内容** 包括定义选用事件,确定研究事件,计算网络量,确定导致系统事故的事件,计算事故事件概率和频率,计算系统的可靠性指标等六个步骤。

**定义选用事件** 根据评估发输电合成系统可靠性的方法选定所研究事件的类型。一般研究两类事件:①输变电设施故障停运;②发电设备和输变电设施同时故障停运。

**确定研究事件** 从选用的系统故障事件集合中挑选出要作定量计算的故障事件集合。要作定量计算的故障事件总数随着元件数增加而呈指数增加,当元件数大到一定程度时,要作定量计算的系统故障事件总数将大到难以计算的程度,以致发生计算灾难。因此必须舍去那些对系统影响小的系统故障事件,把计算量减小到最低程度。

一般,采用描述系统状态的特性指标 $\gamma$ 来检验该故障事件对发输电合成系统的冲击程度。 $\gamma$ 定义为

$$\gamma = \frac{1}{2n} \sum_i \left( \frac{P_i}{C_i} \right)^{2n} \quad (1)$$

式中 $P_i$ 为线路 $k$ 的潮流; $C_i$ 为该线路所能承担的通过容量; $n$ 为规定的指数。第 $i$ 个系统故障事件可能是发电设备故障或输变电设备故障引起的,它使特性指标 $\gamma$ 发生变化,可用如下公式表示

$$\Delta\gamma_i = \sum_j \frac{\partial \gamma}{\partial P_{Gj}} \Delta P_{Gj}^{(i)} + \sum_w \frac{\partial \gamma}{\partial Y_w} \Delta Y_w^{(i)} \quad (2)$$

式中 $\Delta\gamma_i$ 为第 $i$ 个系统故障事件引起的 $\gamma$ 值变化量; $\Delta P_{Gj}^{(i)}$ 为母线 $j$ 处发电功率的变化量; $\frac{\partial \gamma}{\partial P_{Gj}}$ 为 $P_{Gj}$ 的变化引起的 $\gamma$ 值的变化; $\Delta Y_w^{(i)}$ 为线路 $w$ 的导纳变化量; $\frac{\partial \gamma}{\partial Y_w}$ 为 $Y_w$ 的变化引起的 $\gamma$ 值的变化。 $\Delta\gamma_i$ 值越大,表明该故障事件对系统的冲击越大,因此故障后果分析可按 $\Delta\gamma_i$ 大小排序进行,并舍去后面的故障事件。

**计算网络量** 对已确定要作可靠性定量计算的故障事件计算网络的潮流分布。一般有准确法、线性近似法和直流潮流法三种。

(1) 准确法。也称交流潮流法。应用这种方法可以得到有功和无功潮流的准确解。主要缺点是需要求解非线性代数方程,计算时间太长。

(2) 线性近似法。在一定假设条件下,将非线性代数方程线性化,这样可以提高计算速度。

(3) 直流潮流法。假定母线电压恒定并只要求计算线路潮流的有功功率。它的近似程度更大,但显著减少了计算工作量并提高了计算速度。当定量评估发输电合成系统可靠性时,如果重点是检验线路过负荷,往往采用直流潮流法。

**确定导致系统故障的事件** 根据规定的系统故障划分确定导致系统故障的事件。首先要计算出各种偶发故障情况下,发电出力调到最大,线路无过负荷时,发输电合成系统能向负荷点提供的最大功率,通常又称为发输电合成系统的负荷供应能力。当负荷供应能力小于系统最大负荷时,便可确定为系统故障事件。

**计算故障事件概率和频率** 对已确定的故障事件计算其概率和频率。对单重故障事件一般采用 $N-1$ 准则逐一断开系统中的一条独立支路并计算系统的负荷供应能力,然后检验它是否属于系统故障事件并计算其概率和频率。双重故障事件主要采用两种模型:①独立重叠停运模型;②共同模式停运模型。采用独立重叠停运模型可以简化计算,但求得的故障概率和频率偏小,使可靠性计算结果偏于乐观。采用共同模式停运模型能较好反映某些类型的双重故障事件的特点,但它的故障率难于统计。

**计算系统的可靠性指标** 包括确定性指标和概率性指标两种。确定性指标只表明与某一过程或某一事件出现次数有关的最大值或最小值,而不包括整个过程的信息。概率性指标则反映了整个过程或事件的信息。

#### 参考书目

杨苡百,戴景宸,孙启宏编.电力系统可靠性分析基础及应用.北京:水利电力出版社,1986

(郭永基)

fashudian hecheng xitong guzhang zhuangtai

**发输电合成系统故障状态** (failure states of composite generation and transmission systems)

发输电合成系统不能按规定的参数和要求完成规定功能的状态。

国际大电网会议1987年公布的《电力系统可靠性分析应用导则》中把系统状态划分为安全状态、警戒状态、警报状态、紧急状态、特紧急状态、全停状态、恢复状态等7种。前4种属于发输电合成系统的完好状态,后三种属于故障状态。

**安全状态** 发输电合成系统能经受住一种规定的事件类型而不导致故障的状态。成功地经受住事件指网络没有超过规定的电压水平和长期过负荷能力。当采用确定性方法时,事件类型可以是一组规定的突发事件。当采用概率性方法时,事件类型可以是其发生的可能性在一定的限度以上的事故集合。

**警戒状态** 由于故障使一个或一个以上的系统元件部分不可用或不可用的系统状态。

**警报状态** 发输电合成系统不能经受住某种规定事件中之一的状态。不能经受事件是指系统超过规定

的电压限制或元件的短期负荷能力,或不稳定。当采用确定性方法时,事件类型可以是一组规定的突发事件。当采用概率性方法时,事件类型可以是其发生的可能性在一定限度以上的事故集合。

**紧急状态** 发输电合成系统不能向全部用户供应频率和电压均保持在规定范围之内的电力的状态。如果一个区域可能要甩掉基本负荷或因电压下降而要削减负荷,则该区域处于紧急状态;如果系统即将发生不可控地解列,使系统的完整性受到严重威胁则处于重大紧急状态之中。

**特紧急状态** 特紧急状态(extreme emergency),又称部分停机限电状态(shut-down state)。在此状态下,系统中被解列而孤立运行的部分,即使还有机组运行,也无力起动其他机组,使被解列部分并入系统并带上负荷。

**全停状态** 全停状态(dead state)是系统被解列的部分,或机组完全地停止运行的状态。

**恢复状态** 恢复状态(restoration state)为发电机组起动、再同步,输电元件重新带电、带上负荷,被解列的孤立部分重新并列等整个过程的一种状态。

#### 参考书目

CIGRE WG03 of SC38. Power System Reliability Analysis Application Guide. 1987

Billinton R, Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman: Plenum Press, 1984

(郭永基)

fashudian hecheng xitong kekaoxing

### 发输电合成系统可靠性 (composite generation and transmission system reliability)

评估由统一并网运行的发电系统和输电系统综合组成的发输电合成系统按可接受标准和期望数量向供电点供应电力和电量的能力的度量。发输电合成系统又称大电力系统(bulk power system),其可靠性包括充裕度和安全性两方面。

**充裕度** 发输电合成系统在系统内发、输、变电设施额定容量和电压波动容许限度内,考虑元件的计划和非计划停运以及运行约束条件下连续地向用户提供电力和电量需求的能力。充裕度指标反映在研究时间段内发输电合成系统在静态条件下系统容量满足负荷电力和电量需求的程度。目前世界上对发输电合成系统的充裕度的研究和应用比较充分。

**负荷供应能力** 发输电合成系统的发电容量通过输电设施后能提供供给负荷的最大功率。发输电合成系统对负荷的供应能力不能简单地将工作中的输电容量相加而求得,因为线路的潮流受基尔霍夫定律和欧姆

定律支配,并非一个独立的常量,它受到网络中其他部分的影响而经常变化。负荷供应能力提供了一个计及网络影响的容量尺度。发输电合成系统充裕度研究的内容是计算出各种偶发事故时,系统的负荷供应能力值,并与负荷需求比较,当负荷供应能力值小于负荷需求时,便可确定此偶发事故属于系统故障,导致系统电力不足,并在此基础上,计算系统的可靠性指标。

**分析原理** 发输电合成系统充裕度研究的目的是从元件的可靠性数据来计算系统的事故指标,在此以前,必须选定可靠性准则,然后,将系统状态划分为完好和故障两大状态类型,这种检验方法称为事故后果分析。事故后果分析包括定义选用事件、确定研究事件、计算潮流、确定系统故障事件、计算事件概率、计算可靠性指标等步骤。一般要考虑两类故障事件:①输电线故障与发电设备故障重叠;②输电线路同时故障停运。进行故障后果分析时,故障事件的标准可以有差别。一般采用  $N-1$  准则,实际上就是把单一故障作为检验可靠性的标准,即在单一线路或元件故障情况下计算发输电合或系统的负荷供应能力,进而检验系统的可靠性水平。 $N-2$  准则把双重故障停运作为检验可靠性的标准。无论采用哪一种准则都要进行潮流计算,其算法目前用得较多的是直流潮流法,它与线性规划法相结合可一次算出系统在某种状态下的负荷供应能力。

故障后果分析的方法与系统的规模有关。目前,主要采用解析法和蒙特卡洛法。解析法的主要特点是可以采用较严格的数学模型和有效算法进行系统的可靠性计算,准确度较高,但计算量随着元件数  $N$  呈指数增加。因此,系统规模大到一定程度时,采用解析法将有困难。蒙特卡洛法利用计算机进行随机试验,重复  $K$  次,最后,对试验结果进行统计及计算。该法的一个特点是计算结构简单;另一个特点是计算误差与  $\sqrt{\frac{D}{K}}$  成正比,其中  $D$  为常数; $K$  为试验次数。为了降低误差,将显著增加计算时间,这也使其应用受到一定的限制。有机地把解析法和蒙特卡洛法结合起来,能提高计算精度、减小计算工作量和计算机存储量。

**表示充裕度的可靠性指标** 充裕度指标一般用年值表示,分为负荷点指标和系统指标两类。负荷点充裕度指标是对系统中每一个负荷点而言,表明事故的局部影响,并可作为分析下一级系统充裕度的依据。负荷点充裕度又可分为基本值、最大值和平均值三种,它们分别反映某种系统故障时供电点基本可靠性特征量、故障严重程度和充裕度平均水平。系统的充裕度指标反映系统事故对整个发输电合成系统的影响,表明事故的全局影响。它包括系统停电指标、系统削减电量指标、严重性指标、每次扰动造成的平均削减负荷量、每



个负荷点平均值、事故时削减负荷与少供电量的最大值共 6 个指标。

**安全性** 发输电合成系统经受突然扰动的能力。突然扰动指突然短路或失去非计划停运的系统元件。安全性指标反映在短暂时段内发输电合成系统在动态条件下系统容量满足负荷需求的程度。目前世界上对发输电合成系统安全性的研究和应用不如对充裕度的充分。

**突然断电的负荷** 包括三部分：①由于系统解列为若干部分而突然被切断的负荷；②在系统遭受扰动时，按频率降低自动减负荷装置所突然切断的负荷；③当系统遭受扰动使频率下降到临界值以下，为使系统或被解列的那部分系统的频率恢复到临界值以上所需切除的负荷。

**安全性指标** 包括遭受突然扰动使系统频率下降到临界值以下的频率、突然断电的负荷平均值和快速供应备用容量三个主要指标。

(1) 发输电合成系统遭受突然扰动使系统频率下降到临界值以下的频率。当系统频率低于临界值时，整个系统将发生频率崩溃，对于以火电厂为主的系统更为突出。

(2) 突然断电的负荷平均值。它反映发输电合成系统由于系统故障导致整个系统崩溃以前突然断电被切掉的平均负荷值。

(3) 快速供应备用容量。为使当发电机组强迫停运或负荷非计划突然增长时使系统维持或恢复频率达到额定值所需快速供应的备用容量。它可通过两种形式来达到：①旋转备用，用以防备一台发电机组突然停运或负荷非计划突然增长时系统频率下降至临界值以下时使系统的频率恢复至允许值；②快速响应储备机组，如燃气轮机发电机或水电机组，它用于旋转备用不足的系统，防止失去大机组后系统频率进一步下降。

#### 参考书目

CIGRE WG03 of SC38. Power System Reliability Analysis Application Guide. 1987

NERC. Reliability Assessment. 1989

(郭永基)

fashudian hecheng xitong kekaoxing fenxi fangfa

**发输电合成系统可靠性分析方法** (methods of reliability evaluation in composite generation and transmission system) 在给定可靠性准则条件下定量分析计算发输电合成系统可靠性的方法。它包括充裕度和安全性两方面的分析方法。这里只对充裕度分析进行介绍。故障事件一般考虑两种类型：①输电线路停运；②发电设备和输电线路同时故障

停运。

**只考虑输电线路停运时发输电合成系统可靠性分析方法** 基本内容是计算各种故障下输电系统的负荷供应能力，当负荷供应能力小于系统的最大负荷，便可确定为系统的故障状态。大多数情况下检验单一线路故障的可靠性水平。按照这个准则，首先要计算网络在正常情况下的负荷供应能力和各条线路的潮流。然后依次停运输电网络中的一条独立支路并相应计算在该状态下网络的负荷供应能力和各支路的潮流分布，这样便可得到一组网络处于不同停运状态下的负荷供应能力和相应的潮流分布。

通过给定不同的系统故障，求出发输电合成系统的负荷供应能力和线路的潮流分布之后，便可计算系统的充裕度指标。

**输电网络负荷供应能力的计算方法** 主要有试探法和线性规划法两种。

(1) 试探法。给定该系统在研究期间的某一负荷水平 (MW)，并算出每条母线上分配到的负荷值 (MW)。由给定的负荷水平可求得一种满足负荷需求的发电调度出力。然后计算潮流，检验每一条输电线路是否过负荷。计算反复进行，直到发电出力调到最大，线路无过负荷时为止，便可求出系统的负荷供应能力。这种方法概念清晰易懂，但计算费时且易出错。

(2) 线性规划法。直接应用直流潮流方程一次算出系统某种状态下的负荷供应能力，是一种更为有效的方法。求系统的负荷供应能力就是在发电设备和输电线路都不超过额定容量的约束条件下，求总发电出力的最大值。可用标准的线性规划方法求解。数学表达式为

$$\left. \begin{array}{l} \text{目标函数 } LSC = \max \sum_{i=1}^n G_i \\ \text{约束条件 } \left. \begin{array}{l} \text{线路潮流} \leq \text{线路额定容量} \\ \text{发电出力} \leq \text{发电机额定容量} \end{array} \right\} \end{array} \right\} (1)$$

式中  $LSC$  为系统的负荷供应能力； $G_i$  为母线  $i$  上发电设备实际调度出力； $n$  为母线条数。

求解时，假定网络中各母线的负荷分配比例在各种系统负荷水平下保持不变，并忽略线路的电阻和对地电容，各母线电压相等且等于额定值。这种情况下只计算线路的有功潮流，其值与线路两端的电压相角差成正比。

这样可以把式 (1) 改写成如下形式

$$\left. \begin{array}{l} \text{目标函数 } LSC = \max \sum_{i=1}^n G_i \\ \text{约束条件 } \left. \begin{array}{l} HG \leq P_{\text{branch}, N} \\ G \leq G_N \end{array} \right\} \end{array} \right\} (2)$$

式中  $P_{\text{branch}, N}$  为支路额定传输容量矩阵； $H$  为系数矩

阵; $G$ 和 $G_N$ 分别为接到母线处发电调度出力和额定容量构成的矩阵。

输电系统的充裕度指标 可归纳为:①系统最小供负荷能力。依次停运网络中一条独立回路的条件下输电系统的最小负荷能力。②系统最大电力不足。每种单重故障的情况下求得的系统最小供负荷能力与系统最大负荷之差值中的最大者。③系统最大电量不足。系统最大电力不足与故障停运时间的乘积。④系统电力不足概率。由于输电线路停运而导致系统电力不足的概率,并且是对于系统某一天的最大负荷而言。⑤系统电力不足频率。由于输电线路停运而导致系统电力不足的概率。⑥系统电量不足期望值。由于输电线路停运使用户少供电量的期望值。⑦系统单位负荷缺电率。系统总的缺电电力和最大负荷之比。⑧单位负荷电量不足率。等于一年少供电量和年最大负荷之比。⑨事故严重程度指标。系统发生事故而使全系统少供电量与系统的年最大负荷之比,并用系统一分表示。

**考虑发电设备和输电线路同时停运时发输电合成系统可靠性分析方法** 在定量评估发输电合成系统可靠性时同时考虑发电设备和输电线路联合停运的结果。它的分析方法和可靠性指标与不考虑发电设备故障时的是相似的,只是计算的复杂性增加。

一般,若不把发电系统中发生的事件作为概率事件,也不考虑发电设备的故障率,则计算出的可靠性指标偏大。若不考虑输电线的故障率,则所求得的发输电合成系统的可靠性指标偏小。

(郭永基)

tashudian hecheng xitong kekaoxing zhibiao

**发输电合成系统可靠性指标** (reliability indices of composite generation and transmission system) 用来定量评估发输电合成系统充裕度的尺度。有充裕度指标和安全性指标两大类,而且都是按年统计的。充裕度指标反映在研究时间段内发输电合成系统在静态条件下系统容量满足负荷需求的程度。安全性指标反映在短暂时段内发输电合成系统在动态条件下系统容量满足负荷需求的程度。

### 充裕度指标

充裕度指标分为负荷点指标和系统指标两类。负荷点指标是对系统中的每个负荷点而言,表明故障的局部性影响,并可作为分析下一级系统充裕度的依据。系统指标则是全局性的,表明故障对整个系统的影响。

**负荷点指标** 分为基本值、最大值、平均值三种,均以年值为基础表示。

**基本值** 反映故障时负荷点的基本可靠性特征量。它包括7个指标。

(1) 故障概率  $Q_k = P_j P_{kj}$ , 式中  $P_j$  为网络发生第  $j$  类故障的概率;  $P_{kj}$  为在  $j$  类故障期间在负荷点  $k$  母线处的负荷超过能供给的最大负荷的概率。

(2) 故障频率  $F_k = F_j P_{kj}$ , 式中  $F_j$  是系统发生第  $j$  类故障的频率;  $P_{kj}$  为在  $j$  类故障期间负荷点  $k$  母线处负荷超过能供给的最大负荷的概率。

(3) 电压波动超限的期望次数  $\sum_{j \in V} F_j$ , 式中  $V$  为包括引起母线  $k$  电压波动超限的全部故障次数。

(4) 削减负荷的期望次数  $\sum_{j \in X, Y} F_j$ , 式中  $X$  包括导致线路过负荷而需削减供电点  $k$  母线负荷的全部故障次数,  $Y$  为包括使供电点  $k$  母线断开的全部故障次数。

(5) 期望负荷削减量  $\sum_{j \in X, Y} L_{kj} F_j$ , 式中  $L_{kj}$  是因系统故障  $j$  引起线路过负荷而需对母线  $k$  削减的负荷,或因系统故障  $j$  使供电点  $k$  的母线断开而削减的负荷。

(6) 期望削减电量  $\sum_{j \in X, Y} L_{kj} D_{kj} F_j = \sum L_{kj} P_j \times 8760$ , 式中  $D_{kj}$  为因系统故障  $j$  而在供电点  $k$  母线的削减负荷的持续时间或因系统故障  $j$  使供电点  $k$  母线断开而削减负荷的持续时间。

(7) 削减负荷的期望时间  $\sum D_{kj} F_j = \sum D_{kj} P_j F_j = \sum P_j P_{kj} \times 8760 = \sum 8760 Q_k = F_k D_k$ , 式中  $D_j$  为事故  $j$  的持续时间;  $D_k$  为供电点  $k$  削减负荷的持续时间。

**最大值** 反映系统故障时供电点故障严重程度的特征量。它包括3个指标。

(1) 削减负荷最大值。系统发生故障  $j$  时, 负荷点  $k$  所削减负荷的最大值, 表达式为

$$\max(L_{k1}, L_{k2}, \dots, L_{kj})$$

(2) 削减电量最大值。系统发生故障  $j$  时, 负荷点  $k$  所削减电量的最大值, 表达式为

$$\max(L_{k1} D_{k1}, L_{k2} D_{k2}, \dots, L_{kj} D_{kj})$$

(3) 削减负荷的最大持续时间。系统发生故障  $j$  时, 负荷点  $k$  削减负荷所持续的最长时间, 表达式为

$$\max(D_{k1}, D_{k2}, \dots, D_{kj}, \dots)$$

**平均值** 系统发生故障  $j$  时在供电点  $k$  的总削减负荷、总削减电量、削减负荷持续时间分别与故障  $j$  的总发生频率之比。它包括3个指标。

(1) 削减负荷平均值。系统发生故障而在供电点  $k$  削减负荷的总量与系统发生故障频率总和之比, 表达式为

$$\frac{\sum L_{kj} F_j}{\sum F_j}$$

(2) 平均电量不足。系统发生故障而在供电点  $k$  削减电量的总量与系统发生故障频率总和之比, 表达式为



$$\frac{\sum L_k P_j \times 8760}{\sum F_j}$$

(3) 削减负荷的平均持续时间。系统发生故障在供电点  $k$  削减负荷的持续时间总和与系统发生故障频率总和之比, 表达式为

$$\frac{\sum D_k F_j}{\sum F_j}$$

**系统指标** 反映整个发输电合成系统充裕度的特征量。它包括系统停电指标, 系统削减电量指标, 严重程度指标, 每次扰动的系统平均削减负荷, 每个负荷点平均值, 故障时削减负荷的最大值与少供电量的最大值等 6 个指标。

**系统停电指标** 系统故障在供电点引起的削减负荷的总和与系统最大负荷之比。它表明在一年中每兆瓦的负荷平均停电的兆瓦数, 表达式为

$$\frac{\sum \sum L_k F_j}{L_{\max}}$$

式中  $L_{\max}$  为年最大负荷。

**系统削减电量指标** 系统故障在供电点引起的削减电量的总和与系统年最大负荷之比, 表达式为

$$\frac{\sum \sum L_k D_k F_j}{L_{\max}} = \frac{\text{EENS}}{L_{\max}}$$

式中 EENS 为期望电量不足。

**严重程度指标** 系统故障在供电点引起的少供电量的总和与系统的年最大负荷之比。少供电量总和用  $\text{MW} \cdot \text{h}$  表示, 最大负荷用  $\text{MW}$  表示。严重程度指标用系统-分表示。一个系统-分相当于在最大负荷时全系统停电 1 min, 它是对系统故障的严重程度的一种度量。1983 年国际大电网会议第 39 委员会 05 工作组按照系统扰动对用户冲击的程度, 将严重程度指标分为 4 个等级。按各系统每年发生的各级扰动次数计算相应的可靠性指标。

(1) 0 级。可接受的不可靠状态, 故障的严重程度指标小于 1 系统-分。

(2) 1 级。对用户有明显冲击的不可靠状态, 故障的严重程度指标为 1~9 系统-分。

(3) 2 级。对用户有严重冲击的不可靠状态, 故障严重程度指标为 10~99 系统-分。

(4) 3 级。对用户有很严重冲击的不可靠状态, 故障严重程度指标为 100~999 系统-分。

**每次扰动的系统平均削减负荷** 每次系统扰动所造成的全系统平均削减的供电负荷, 表达式为

$$\frac{\sum \sum L_k F_j}{\sum F_j}$$

式中  $\sum \sum L_k F_j$  表示全部系统扰动在全系统削减的供电负荷的总和,  $\text{MW}$ 。

**每个负荷点平均值** 包括削减负荷次数, 被削减的负荷, 被削减的电量, 削减负荷的持续时间, 电压波动超限次数等 5 个指标。

(1) 削减负荷次数指标。所有各种系统故障造成的供电点削减负荷次数的总和与该供电点最大负荷之比。它是根据每个供电点每兆瓦负荷的平均削减负荷次数叠加所得到的系统指标, 表达式为

$$\frac{\sum \sum F_j}{L_p}$$

式中  $L_p$  为供电点的最大负荷。

(2) 被削减的负荷指标。所有各种系统故障造成的供电点削减负荷总和与该供电点最大负荷之比。它是根据每个供电点每兆瓦负荷的平均削减负荷量叠加所得到的系统指标, 表达式为

$$\frac{\sum \sum L_k F_j}{L_p}$$

(3) 被削减的电量指标。所有各种系统故障造成的供电点削减负荷总和与该供电点最大负荷之比。它是将系统中每个供电点每单位负荷的平均削减电量叠加所得到的系统指标, 表达式为

$$\frac{\sum \sum L_k D_k F_j}{L_p}$$

(4) 削减负荷的持续时间指标。各供电点一年中削减负荷的持续时间总和与该供电点的最大负荷的比值, 表达式为

$$\frac{\sum \sum F_j D_k}{L_p}$$

(5) 电压波动超限次数。各供电点一年中由于系统故障使电压波动超限的次数的总和与该供电点最大负荷的比值, 表达式为

$$\frac{\sum \sum F_j}{L_p}$$

故障时削减负荷的最大值与少供电量的最大值 它包括最大的系统削减负荷量和最大的系统少供电量两个指标。

(1) 最大的系统削减负荷量。在各种故障情况下求出各供电点削减负荷的总和, 选出最大值, 表达式为

$$\{\max_k \sum L_{k1}, \dots, \sum L_{kj}, \dots\}$$

(2) 最大的系统少供电量。在各种故障情况下求出各供电点少供电量的总和, 选出最大值, 表达式为

$$\{\max_k \sum L_{k1} D_{k1}, \dots, \sum L_{kj} D_{kj}, \dots\}$$

## 安全性指标

安全性指标反映发输电合成系统遭受突然扰动,

如突然短路或突然失去发电元件时,系统为满足负荷需求所应达到的指标。(见发输电合成系统可靠性)

#### 参考书目

CIGRE WG03 of SC38. Power System Reliability Analysis Application Guide, 1987

(郭永基)

fashudian hecheng xitong tingyun zhuangtai jimoxing

**发输电合成系统停运状态及模型** (outage states and models of composite generation and transmission system) 描述发输电合成系统在停运时所处的特定状况以及表示这些特定状况的可靠性模型。在发输电合成系统中,停运可以分为三类:

①独立停运;②共同模式停运;③考虑气象条件的停运。这些停运有各自的特点,计算模型也各有所异。

**独立停运** 元件退出运行的原因是自身引起的,既不影响其他元件,也不受其他元件影响。独立停运(independent outage)包括四种主要形式:①单重故障停运;②双重故障停运;③故障停运与计划检修停运重叠;④三重故障停运。

**单重故障停运** 元件出现紧急情况不能执行规定功能而退出运行。用  $N-1$  准则计算发输电合成系统的负荷供应能力时,就是依次考虑网络中元件单重故障停运(single outage),并计算相应网络的负荷供应能力和支路潮流。为使计算简捷快速可同时采用直流潮流法和线性规划法。

**双重故障停运** 二个元件同时不能执行规定功能而退出运行,但每个元件退出运行的原因是独立的。

若  $\lambda_i$  和  $\mu_i$  分别是元件  $i$  ( $i=1, 2$ ) 的故障率和修复率,则独立的双重故障停运(double outage)的计算公式为

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) \quad (1)$$

$$\gamma_p = \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \quad (2)$$

$$U_p = \lambda_1 \lambda_2 \gamma_1 \gamma_2 \quad (3)$$

式中  $\lambda_p$  为双重故障停运的等值故障率;  $\gamma_p$  为每次停运的时间;  $U_p$  为一年的停运时间;  $\gamma_i = \frac{1}{\mu_i}$  是元件  $i$  的修复时间。

**故障停运与计划检修停运重叠** 一个元件计划检修时另一元件发生故障停运,但这两个事件是独立的。这种重叠停运可能由两种情况组成:①元件 1 计划检修停运时,元件 2 故障停运;②元件 2 计划检修停运时,元件 1 故障停运。故障停运与计划检修停运重叠的主要计算公式为

$$\lambda''_p = \lambda''_1 (\lambda_2 \gamma''_1) + \lambda''_2 (\lambda_1 \gamma''_2) \quad (4)$$

$$\gamma''_p = \frac{\lambda''_1 (\lambda_2 \gamma''_1)}{\lambda''_p} \left( \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma''_1 + \gamma_2} \right) + \frac{\lambda''_2 (\lambda_1 \gamma''_2)}{\lambda''_p} \left( \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma''_2} \right) \quad (5)$$

$$U''_p = \lambda''_p \gamma''_p \quad (6)$$

式中  $\lambda''_i$  ( $i=1, 2$ ) 为元件  $i$  的计划检修停运率;  $\lambda_i$  ( $i=1, 2$ ) 为元件  $i$  的故障率;  $\gamma_i$  ( $i=1, 2$ ) 为元件  $i$  的故障修理时间;  $\gamma''_i$  ( $i=1, 2$ ) 为元件  $i$  的计划检修时间;  $\lambda''_p$  为故障与计划检修重叠的等值故障率;  $\gamma''_p$  为一次停运的等效修理时间;  $U''_p$  为一年的由于故障与计划检修重叠的停运时间。

**三重故障停运** 三个元件同时不能执行规定功能而退出运行,但每个元件退出运行的原因是独立的。三重故障(triple outage)计算公式为

$$\begin{aligned} \lambda_p = & \lambda_1 (\lambda_2 \gamma_1) \left( \lambda_3 \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \right) + \lambda_1 (\lambda_3 \gamma_1) \left( \lambda_2 \frac{\gamma_1 \gamma_3}{\gamma_1 + \gamma_3} \right) \\ & + \lambda_2 (\lambda_1 \gamma_2) \left( \lambda_3 \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \right) + \lambda_2 (\lambda_3 \gamma_2) \left( \lambda_1 \frac{\gamma_2 \gamma_3}{\gamma_2 + \gamma_3} \right) \\ & + \lambda_3 (\lambda_1 \gamma_3) \left( \lambda_2 \frac{\gamma_1 \gamma_3}{\gamma_1 + \gamma_3} \right) + \lambda_3 (\lambda_2 \gamma_3) \left( \lambda_1 \frac{\gamma_2 \gamma_3}{\gamma_2 + \gamma_3} \right) \end{aligned} \quad (7)$$

$$\gamma_p = \frac{\gamma_1 \gamma_2 \gamma_3}{\gamma_1 \gamma_2 + \gamma_2 \gamma_3 + \gamma_1 \gamma_3} \quad (8)$$

$$U_p = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 \gamma_1 \gamma_2 \gamma_3 \quad (9)$$

式中  $\lambda_i$  ( $i=1, 2, 3$ ) 为元件  $i$  的故障率;  $\gamma_i$  ( $i=1, 2, 3$ ) 为元件  $i$  的故障修理时间;  $\lambda_p$  为三重故障停运率;  $\gamma_p$  为出现一次三重故障停运时间;  $U_p$  为一年的三重故障停运时间。

**共同模式停运** 由于同一种外部原因造成多个元件停运的事件,这些停运后果并不互相影响。同杆并架两回或两回以上输电线路遭受雷击时就有可能发生共同模式停运(common mode outage)。

考虑共同模式停运的二阶重叠事件通常有两种计算模型:①具有单一停运状态的两元件模型;②具有分开停运状态的两元件模型。

**具有单一停运状态的两元件模型** 独立的双重故障停运和共同模式停

运具有单一停运状态。此时,如果所有的维修都是独立地进行而且每个元件单独地恢复运行,那么  $\mu_{12}=0$ ,  $\mu_{12}$  是共同模式停运的修复率(见图 1)。

如果二个元件同时故障,但修复过程

可以是同时也可以是分开的。这时  $\mu_{12}>0$ ,这种模型可用于分析沿共同路径架设或同杆架设的双回输电线路

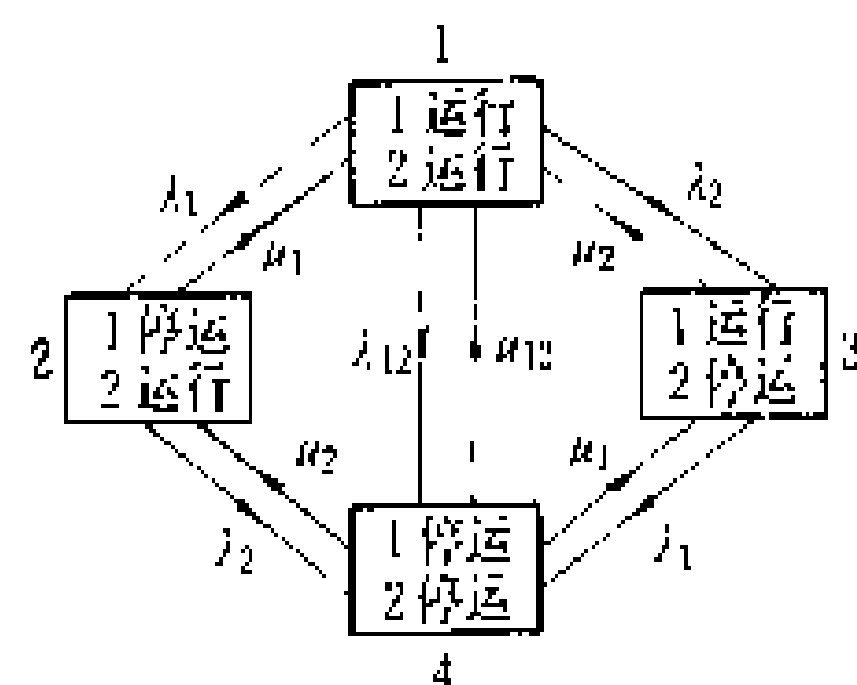


图 1 具有单一停运状态的两元件模型



的共同模式停运。计算公式为

$$\lambda_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) + \lambda_{12}$$
 (10)

$$\gamma_{pp} = \frac{\gamma_1 \gamma_2 \gamma_{12}}{\gamma_1 \gamma_2 + \gamma_2 \gamma_{12} + \gamma_1 \gamma_{12}}$$
 (11a)

当  $\mu_{12} = 0$

$$\gamma_{pp} = \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2}$$
 (11b)

式中  $\lambda (i=1,2)$  为元件  $i$  的故障率;  $\lambda_{12}$  为共同模式故障率;  $\gamma_i (i=1,2)$  为元件  $i$  的修复时间;  $\gamma_{12}$  为共同模式停运的修复时间;  $\lambda_{pp}$  为两个元件考虑独立的双重故障停运和共同模式停运的故障率;  $\gamma_{pp}$  为两个元件考虑独立的双重故障停运和共同模式停运的修复时间。

具有两个停运状态的两元件模型 独立的双重故障停运和共同模式停运具有两个停运状态。所有的修复率不等于零,而等于相应元件的修复时间的倒数。所有共同模式停运通过一个有效的共同模式维修过程而得到修复 (见图 2)。计算公式为

$$\lambda_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) + \lambda_{12}$$
 (12)

$$\gamma_{pp} = \frac{1}{\lambda_{pp}} (\lambda_1 \lambda_2 \gamma_1 \gamma_2 + \lambda_{12} \gamma_{12})$$
 (13)

考虑气象条件的元件停运 考虑气象影响时所建

立的发输电合成系统

各元件的停运模型。

输电线路在露天环境

运行,受气象条件影响

很大,故有时必须考

虑气象的影响。一般

地将天气分为好天气

和坏天气两种。坏天

气时间虽短,但坏天

气时元件的故障率

比好天气时和坏天气时两者的平均故障率高得多,这种现象称为故障积聚。如果可靠性计算中简单地使用平均故障率,那么独立的多重停运事件的频率明显地被缩小了。因此,计算中应该分别采用好天气时和坏天气时的故障率。

对于  $n$  个元件组成的串联系统,好天气时和坏天气时的故障率可用以下公式计算

$$\lambda_e = \sum_{k=1}^n \lambda_k$$
 (14)

$$\lambda'_e = \sum_{k=1}^n \lambda'_k$$
 (15)

式中  $\lambda, \lambda'$  分别为系统在好天气时和坏天气时的故障率;  $\lambda_k$  和  $\lambda'_k$  分别为元件在好天气和坏天气时的故障率。

对于两个元件的并联系统,假定坏天气不按计划检修,那么考虑天气时的等效故障率和停运时间可按

以下公式计算

$$\lambda_p = A + B$$
 (16)

$$\gamma_p = \frac{A}{A+B} \times \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} + \frac{B}{A+B} \left( \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} + S \right)$$
 (17)

$$A = \frac{N}{N+S} \left[ \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) + \frac{S}{N} (\lambda'_1 \lambda_2 \gamma_1 + \lambda_1 \lambda'_2 \gamma_2) \right]$$
 (18)

$$B = \frac{S}{N+S} (2\lambda'_1 \lambda'_2 S + \lambda_1 \lambda'_2 \gamma_1 + \lambda'_1 \lambda_2 \gamma_2)$$
 (19)

式中  $\lambda (i=1,2)$  为元件  $i$  在好天气时的故障率;  $\lambda' (i=1,2)$  为元件  $i$  在坏天气时的故障率;  $\lambda_p$  为系统等效故障率;  $\gamma_i (i=1,2)$  为元件  $i$  在好天气时的修复时间;  $\gamma_p$  为系统等效修复时间;  $S$  为坏天气期望持续时间;  $N$  为好天气期望持续时间。

考虑气象条件对故障率的影响使数据统计工作的复杂性增加,也使建立计算机模型的复杂性增加。

参考书目

Billinton R, Allan R N. Reliability Evaluation of Engineering Systems. Pitman: Plenum Press, 1983

Billinton R, Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman: Plenum Press, 1984

(郭永基)

fangxiang bijiao shi zonglian baohu

方向比较式纵联保护 (directional comparison pilot protection system)

综合比较本线路各端保护的故障方向判别信息以确定故障区间 (本线路内部或外部) 的一种线路纵联保护。它普遍适应于超高压线路,是使用最为广泛的一种线路纵联保护。

原理 本线路内部故障时,各端保护均发出正方向 (规定正方向为由母线指向本线路) 故障信息,纵联保护动作;外部故障时,在靠近故障点的一端保护发出反方向 (由本线路指向母线) 故障信息,各端纵联保护不动作。动作判据为本线路各端保护的正方向故障信息的“与”工作方式。

主要类型 可按故障的判定范围、传输信息的功能或方向判别的工作原理分类。

按故障的判定范围分类 根据本线路各端保护判定正方向故障的范围不同,可分为:①超范围式。当判定故障发生在正方向范围时即向其他各端发出正方向故障信息。②欠范围式。只有判定故障发生在被保护线路上时,才向其他各端发出正方向故障信息 (允许跳闸信息)。

按传输信息的功能分类 根据本线路各端保护经通道传输不同功能的故障判别信息分为:①允许跳闸

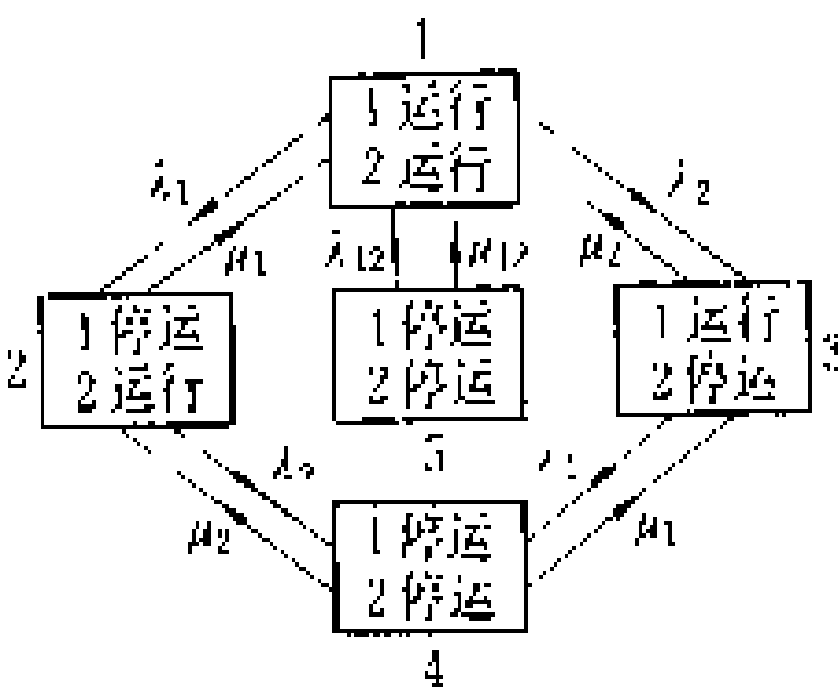


图 2 具有两个停运状态的两元件模型



式。只有收到对端送来的信息时才允许本端的纵联保护动作,向断路器发出跳闸命令。当应用电力线载波通道时,这种方式难以兼顾收信安全性与可靠性。②闭锁式。收到送来的信息时禁止本端的纵联保护动作。可适用于电力线载波通道。

按方向判别的工作原理分类 以本端的电压、电流两组电气量按不同工作原理构成故障方向判别。目前应用的主要有:相序分量方向判别、方向距离判别与故障分量方向判别等数种。

(1) 相序分量方向判别。有负序方向与零序方向两种,前者能判定各种不对称故障的方向;后者结构简单,能有效地反应高电阻接地故障,最为常用。负序与零序方向的保护范围不易固定,只适于构成超范围式纵联保护。

(2) 方向距离判别。采用各种相间与相接线方式的方向距离元件以判定各种类型故障的方向,有明确的保护区,一般由距离保护增加相应的逻辑回路与通信通道组成,因而具有距离保护的基本特点与性能,可用以构成超范围式与欠范围式纵联保护。

(3) 故障分量方向判别。有利用一次系统故障分量中的工频故障分量与高频暂态分量(行波)两种方式。前者叫工频突变量方向比较式纵联保护,它反映短路故障发生前后的线路电流中工频分量突变量与母线电压中工频分量突变量的相位关系而动作,其特点是具优良的方向性和高速动作,在中国,已研究成功并有工业产品在电力系统中投入实际运行;后者叫行波保护,目前尚处于理论探索阶段,提出了行波方向比较与行波极性比较等可能方式。

**发展趋势** 目前,由方向距离元件和零序方向元件构成的各种方向比较式纵联保护,可以保护本线路各种类型故障,适应于各种长短距离线路,对通信通道要求低,是超高压电力网中应用最为广泛的一种纵联保护。随着微机型继电保护技术的推广使用,方向比较式纵联保护仍将是超高压电力网中成套微机型继电保护装置的一种主要型式。

(张延龄)

feiquanxiang yunxing

**非全相运行** (open-phase operation) 交流三相电力系统中的电气设备单相断开之后的两相短时间运行。电力系统的两相运行一般有输电线路两相运行和变压器两相运行,发电机则禁止两相运行。

(1) 输电线路两相运行。分为两种情况:①输电线路发生单相故障而单相跳闸断开时,由于装有单相重合闸使两相运行的持续时间极短,一般对系统影响不大,所以这种短暂的两相运行是允许的;②由于断路

器机构失灵等原因而造成一相合不上或输电线路一相断线,因持续时间长,所以是否允许运行要由其所引起的发电机负序电流的大小和对通信干扰的情况而定。单回负荷线路不可两相运行。

(2) 变压器两相运行。变压器的两相运行是由断路器或线路造成,而且是对三相变压器而言。三相变压器能否两相运行决定于它的接线方式、电压电流的不对称值以及能通过的可用容量。当变压器的三角形接线侧与发电机连接,则变压器两相运行的允许负荷,有时不决定于它本身的可用容量,而决定于发电机某一相的负荷或负序电流的许可值。

(沈培厚)

feitongbu chonghezha

**非同步重合闸** (auto-reclosing without synchronism checking between line and bus voltages) 见三相重合闸。

feitongbu yunxing

**非同步运行** (out-of-step operation) 交流电力系统中并列运行的发电机各以不同频率(转速)运行时的状态。非同步运行包括:发电厂(部分发电机或全部发电机)对电力系统的非同步运行和在同一系统内的一个区域电力系统对另一个区域电力系统的非同步运行。

**特征** 非同步运行是一种严重的事故异常运行工况,具有以下特征:①电力系统不同点电压按转差频率周期性地变化(振荡),其变化幅值各不相同。在振荡中心,在两侧电源电动势夹角为 $180^\circ$ 时的电压等于或接近于零。②系统中各元件内电流按转差频率周期性变化(振荡)。③发电机有功功率以双倍转差频率呈周期性变化。

**产生原因** 非同步运行是一种不稳定运行工况,其产生的原因大多是由于电力系统发生了扰动;电力系统运行电压低于静态稳定极限;发电机调速、调压系统失灵;发电机失去励磁;发电机或与发电厂相连接的线路与电力系统非同步并列等。

**危害及其消除** 非同步运行引起系统中各点电压、通过的电流及功率大幅度波动,严重破坏电力系统正常运行,对设备和电力用户都十分有害,应迅速消除。消除异步运行分两种情况:①电力系统稳定未被破坏,可依靠自动装置的调整而逐渐恢复同步运行;②如稳定被破坏则经自动解列装置(或手动操作)将非同步运行的机组或电力系统的两个部分解列,然后再重新并列(见并列与解列)。

(沈培厚)

feiyouxiao jiedi xitong

**非有效接地系统** (uneffectively grounded system) 中性点和大地没有紧密联系的电力系统,包括中性点不接地、经消弧线圈接地以及那些中性点经高阻抗接地使接地电流被控制到较小数值的系统。

**不接地系统** 中性点没有人为地加以接地的电力系统(但可能经阻抗很大的指示、测量或保护装置和大地有联系)。这种电力系统的中性点对地电位将是浮动的。

如果电力系统中各个元件都具有理想的绝缘,而且不存在对地电容,则该系统单相接地电流将等于零。但是,实际上输电线路的导线、电机和电器的导电部分的各相对地以及各相之间都存在着分布电容,各相对地也存在着泄漏电导。所以,一旦发生单相接地故障时,故障相的电压变为零,该相对地电容和泄漏电导上不再有电流流过,而另外两相的对地电压将升高为线电压,它们之间的相位差也不再是 $120^\circ$ ,而是 $60^\circ$ 。这时流过故障点的接地电流有两个分量,一是泄漏电流,二是电容电流。后者的数值可由下式求得

$$I_C = 3\omega C_0 l U_0, \text{ A} \quad (1)$$

式中 $C_0$ 为每相单位长度导线对地电容, F/km;  $l$ 为线路长度, km;  $U_0$ 为额定相电压, V。

在一般情况下,电容电流要比泄漏电流大得多,如不考虑泄漏电流分量,即可得出图1中所示的相量图。

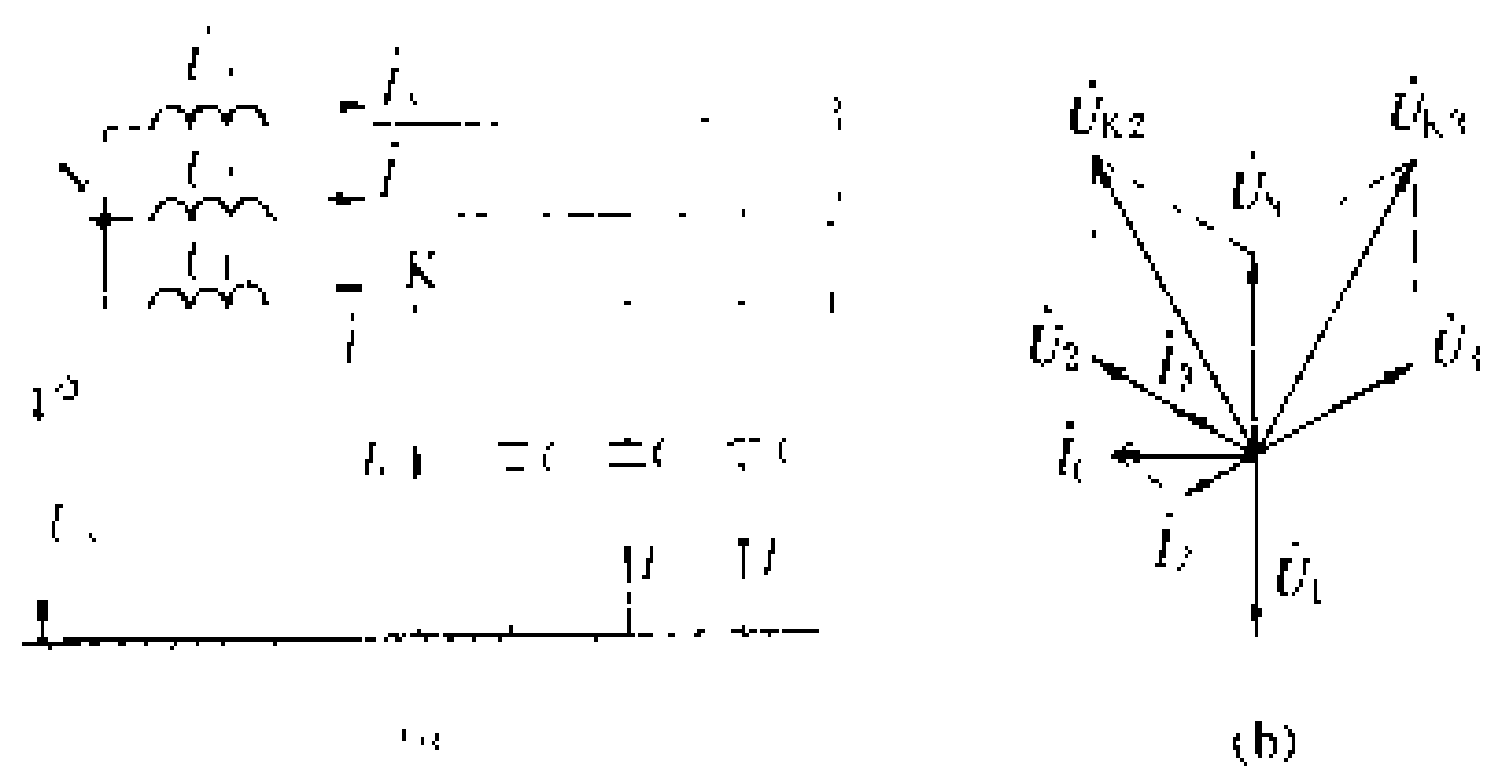


图1 中性点不接地系统中发生单相接地故障时的电压、电流相量图  
(a) 等效电路; (b) 相量图

当线路较短时,电容电流 $I_C$ 不大,不会形成稳定的接地电弧,电弧能迅速自熄。所以,中性点不接地系统的一大优点是能自动地消除单相接地故障,而无需使线路断开,从而大大提高了供电可靠性。但是,当线路很长时,电容电流很大,接地电弧将不能自熄,而可能转变为断续电弧,不再具有上述优点,因而需要改用其他的接地方式(例如经消弧线圈接地)。

中性点不接地系统存在的主要缺点是最大长期工作电压和过电压均较高,特别是有出现断续电弧接地过电压的危险,整个系统的绝缘水平必须选得较高;此

外,要实现灵敏而有选择性的接地保护也比较困难。这些缺点决定了中性点不接地系统方式只适用于电压等级较低(如35 kV及以下)、线路总长度较短的电力系统中。

**消弧线圈接地系统** 中性点经一特殊电抗器(消弧线圈)接地的系统,电抗器的电感值被调整到使单相接地故障时流过它的基频电感电流基本上抵消了接地故障电流的基频电容电流分量。这种系统又称谐振接地系统(resonant grounded system)。

在消弧线圈接地系统中,单相接地电流被补偿到很小的数值,从而使接地电流在一般情况下难以维持,而且在电流过零值、电弧熄灭之后,还能显著减小故障相电压的恢复速度,从而减小电弧重燃的可能性,使单相接地故障得以自动消除。用图2说明消弧线圈工作原理。

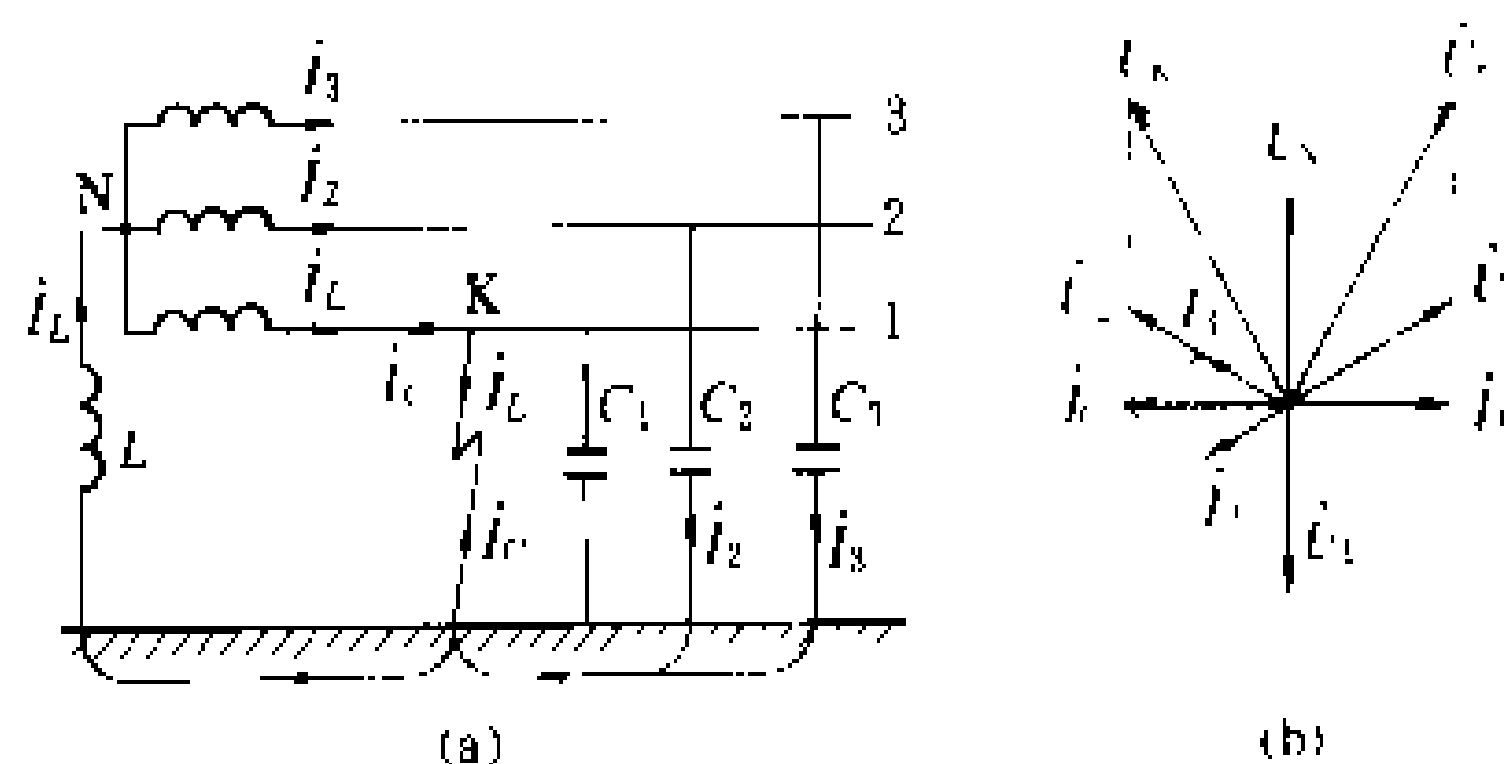


图2 消弧线圈工作原理  
(a) 接线图; (b) 相量图

单相接地时流过故障点的电容电流如式(1)所示。单相接地时,中性点电位 $U_N = U_0$ ,流过消弧线圈的电流 $I_L$ 滞后 $\dot{U}_N 90^\circ$ ,正好和 $I_C$ 相差 $180^\circ$ ,而其数值为

$$I_L = \frac{U_0}{\omega L}, \text{ A} \quad (2)$$

如果选择电抗器的电感 $L$ 值,使 $I_L = I_C$ ,则二者可相互抵消,这种工况称为全补偿,相应的电感 $L$ 值为

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C_0 l}, \text{ H} \quad (3)$$

在实际系统中,出于其他方面的考虑,不采用式(3)所示的全补偿 $L$ 值,而是取得比它稍小或稍大,通常以脱谐度 $\nu$ 表示

$$\nu = \frac{I_C - I_L}{I_C} \quad (4)$$

如果 $\nu > 0$ ,表示电感电流小于电容电流,电力系统以欠补偿方式运行;反之,如 $\nu < 0$ ,则电感电流大于电容电流,电力系统以过补偿方式运行。

为使电力系统正常运行时的中性点位移电压不致过高,应使运行点适当偏离谐振点,即脱谐度 $\nu$ 的绝对值要足够大;但脱谐度过大会造成残流过大会造成残流过大会造成残流过大,难以熄弧。目前一般采用的数值为:①110 kV及以上的架空



电力网 $|\nu|\approx 10\%$ ；②电缆电力网 $|\nu|\approx 6\%$ ；③电压等级较低的架空电力网 $|\nu|\approx 20\%$ 。一般均采用过补偿为主的运行方式。

实际选择消弧线圈的调谐值时，应满足下列两方面的要求：①一相接地时通过故障点的残流不应大于可靠熄弧的极限值；②无论在电力系统正常运行时，还是发生故障时，中性点位移电压都不应升高到危及绝缘的程度。

高阻抗接地系统 中性点经高阻抗接地的电力系统。

参考书目

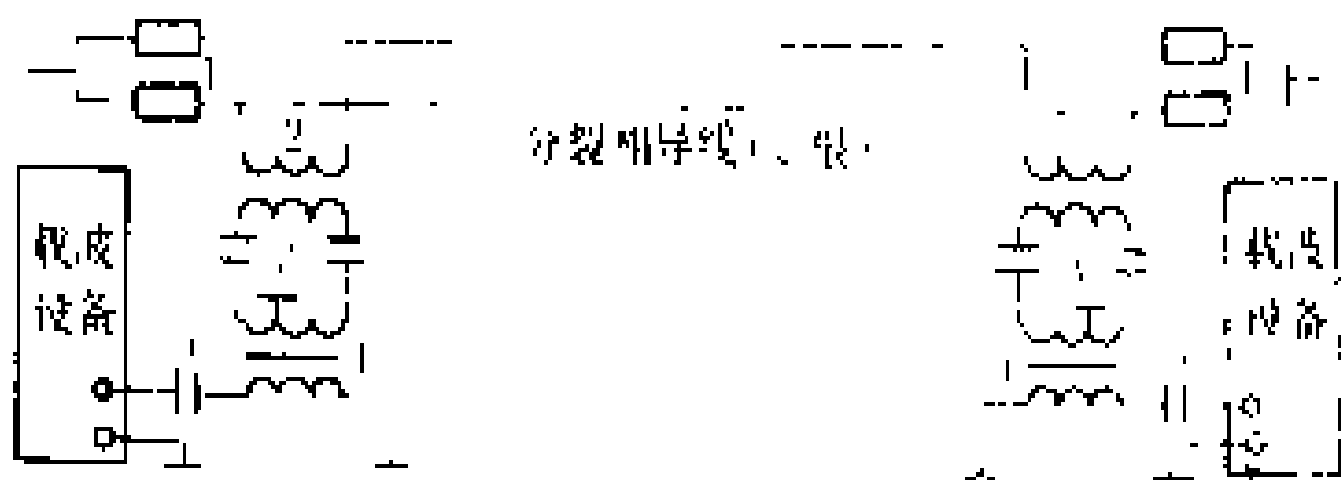
李哈乞夫著，消弧设备的选择、装设和运行，吴维诚等译，北京：电力工业出版社，1956  
赵智大，电力系统中性点接地问题，北京：中国工业出版社，1965

(赵智大)

fenlie daoxian zaibo tongxin

**分裂导线载波通信** (intrabundle carrier communication) 在相分裂导线束中，导线间经绝缘处理后实现在两根分导线间传输信号的载波通信方式。在 300~750 kV 的特高压电力线路，为了加大导线截面，减少电晕损失，通常采用多根用间隔棒支撑的导线束作为相线，称为相分裂导线，利用线束中的两条分导线，除末端外将其加以绝缘，可以形成载波信号的对称传输通道，其传输特性近似于明线载波通道，并具有电力线载波通信方式固有的特点。

分裂导线载波通道的组成包括相分裂线路、耦合装置和载波机三部分（见图）。与传统的相地耦合电力



分裂导线载波通道的组成

- 1—阻波器；2—变量器；3—耦合电容器；
- 4，5—结合滤波器

线载波通道相比，每相需要多加一个阻波器，一个耦合电容器和一个变量器。此外在每基杆塔上，每相相线绝缘子的下端需要增加一个分导线间绝缘用的小电容参数绝缘子。通常在 330 kV 及以上的线路还需换装特制的绝缘间隔棒，从而给线路增加一定的投资和施工上的困难。但实践表明，它具有突出的特点：①频率可重复使用。由于这种通信方式属于相内对称传输，两条分导线间的距离与对地高度之比值甚小，对于拾取外界

的干扰信号及向外界辐射的电磁波能量甚微，使各相导线之间形成的远端和近端跨越衰减值很大，约为 60 dB，因此容许各相使用相同的频带而不致互相干扰。②可以实现每相多达 24 路的电力线载波通信。由于大地及其参数对传输特性的影响可以忽略不计，因此线路的衰减常数小，约为 0.15 dB/km，而且传输稳定，适宜采用多路载波通信方式。③等效的电晕噪声电平低。由于分裂相导线通道拾取其他两邻相电晕噪声电平比相地电力线载波通道的低，信噪比约降低 10 dB。因此其综合效益远远超过相相或相地耦合方式的电力线载波通信。尽管有以上的突出特点，但由于分导线间加绝缘处理上的不便，影响了这种通信方式的广泛应用，但在特高压远距离的输电系统中，仍不失为可以推荐采用的一种通信方式。

(王忠治)

fenzu jiaohuanji

**分组交换机** (packet switcher) 位于数据通信网节点的用以完成数据分组交换功能的设备。它和公用电话网中采用电路交换的交换机不同。前者在信源和终端间所建立的通路是逻辑的路径，信息的传送可以是不连续的；后者所建立的通路是供两用户专用的物理路径，信息的传送是连续的。与电路交换相比，分组交换的优点是只在信息分组传送期间占用通路，其他时间可以用来传送另外的数据终端的信息分组，而且同一消息的各信息分组可以同时沿不同的路径传送，从而充分地利用了昂贵的传输设备。分组交换机在分组交换网中的地位和作用如图 1 所示。分组交换机模块结构如图 2 所示。



图 1 分组交换机在分组交换网中的位置

- PT—分组式终端；PAD—分组建拆器；NPT—非分组式终端；PMX—分组多路复用器；PS—分组交换机；
- X.25—终端进网规约；X.75—网间互连规约

**分组交换机提供的业务及工作过程** 分组交换机可以提供两类不同性质的业务：一类是虚电路业务，另一类是数据报业务。在虚电路业务中，完成一次通信需要三个阶段：建立虚呼叫、传输数据和清除虚电路。在虚呼叫建立阶段，交换机接收主叫用户提供的被叫用

户地址；在数据传输阶段，交换机暂存带有寻址信息（逻辑电路号）的数据分组，然后根据分组内的逻辑电路号（地址信息）和中断电路的忙闲，选择一条最佳路由，将分组传送给下一个交换机，依此传送直至受信端所在的交换机，并由其交给被叫受信终端；在清除虚电路阶段，主叫用户和被叫用户均可发起清除请求，交换机收到发起呼叫的数据终端的“清除请求”分组后向另一个数据终端送出“清除指示”分组，当该数据终端接收“清除指示”后，即送出“清除确认”并经交换机送往发起呼叫清除的数据终端，所用逻辑信道则返回到准备好状态。在数据报业务中，没有呼叫建立和拆线阶段。数据报头部含有被寻址用户的完整地址，交换机根据这个地址将数据报送到目的地。数据报本身携带供网络各种控制使用的有关信息，并由数据报标识对每个传输方向上的数据报进行唯一的编号。在数据报业务中使用了流量控制、数据报发送确认或未发送指示等业务信号。

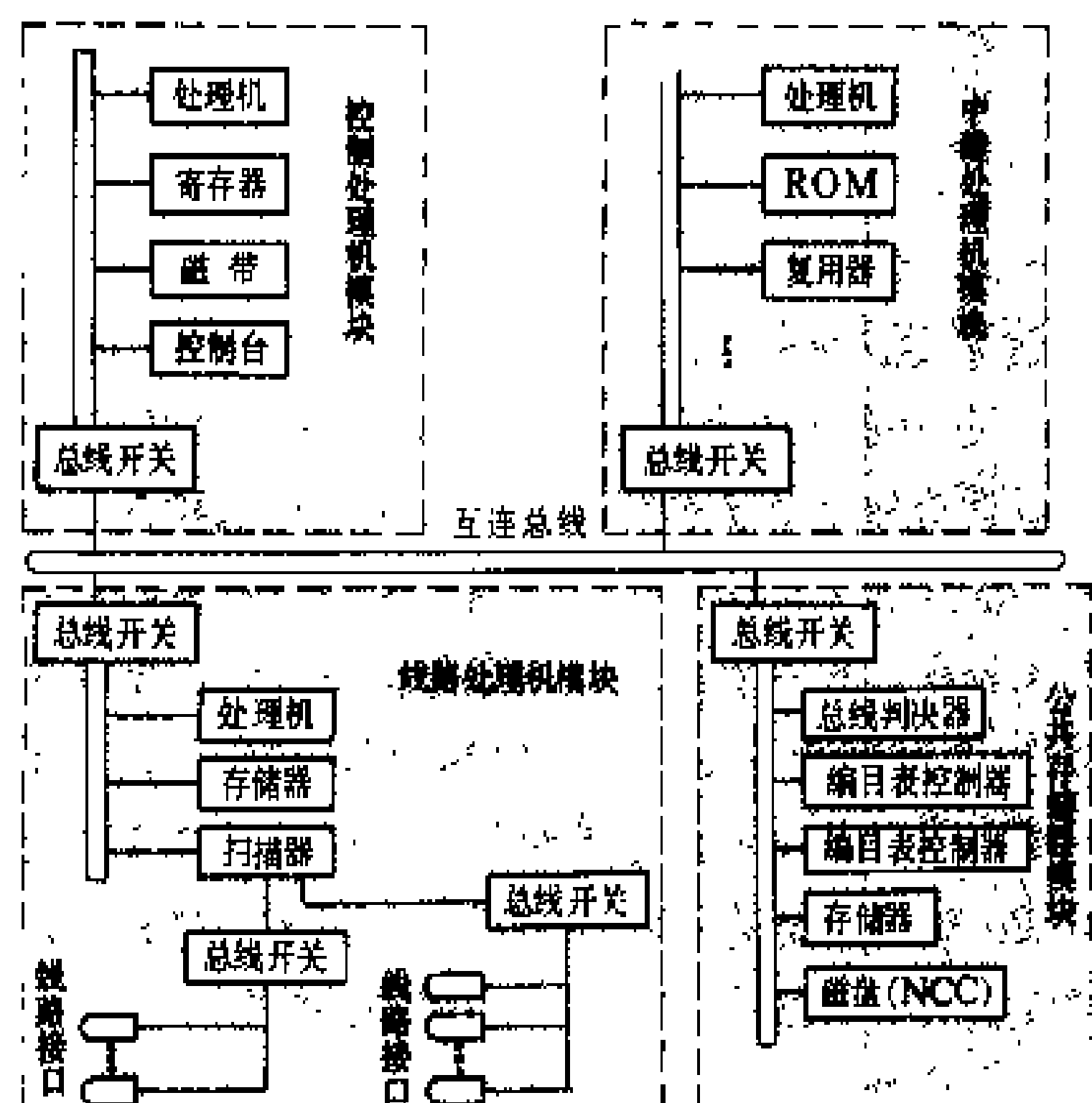


图2 分组交换机模块结构

**分组交换机的功能** 分内部固有功能、联机用户功能和运行功能。

**内部固有功能** ①节点机的初始引导；②节点机软件（即系统程序与表格）的初始装入；③节点机各部件的测试；④节点机的重新配置；⑤控制线路接口；⑥控制接口的切换（备用）；⑦测试DCE设备（即线路控制器和调制解调器）；⑧控制网络的内部链路；⑨生成节点机软件（即选择程序和包括用户参数初始化的应用表格）。

**联机用户功能** ①控制用户链路（链路接入协议如HDLC、BSC和PAD等）；②控制用户逻辑信道（分组级、数据传送和中断、流量控制等）；③实现分组交换；④将报文转换成分组（在传送站）；⑤处理信令

分组（呼叫建立及拆除）；⑥收集测量数据；⑦收集计费数据。

**运行功能** ①与网络控制中心通信；②显示本地运行数据；③执行网络操作员命令；④管理本节点机支持的虚电路；⑤监督节点机重新配置；⑥管理本地用户表格；⑦修改路由表。

（马永超）

fuhe dongtai texing

**负荷动态特性** (dynamic load characteristics)

在系统电压和频率快速变化时，电力系统的负荷有功和无功功率随电压和频率变化的特性。它主要用于电力系统动态分析。通常采用感应电动机模型作为负荷动态模型，并将感应电动机的动态特性作为负荷动态特性。电力系统中的负荷实际上是由感应电动机、同步电动机、整流设备以及照明、电热、空调设备等多种成分组成的综合负荷。精确模拟负荷的动态特性是困难的。通常的做法是根据实际负荷的组成，对系统中的每一负荷点确定一定的比例作为感应电动机负荷，并以一台等值感应电动机动态模型来表示。感应电动机的参数可采用典型参数，或进行实测和估计。

电力系统分析中常用的感应电动机负荷动态模型可分为三类：①考虑感应电动机机械暂态过程的负荷动态特性；②考虑感应电动机机电暂态过程的负荷动态特性；③考虑感应电动机电磁暂态过程的负荷动态特性。在电力系统稳定分析中主要用前两种负荷动态特性。

**考虑感应电动机机械暂态过程的负荷动态特性** 该模型计及电动机转子运动的机械暂态过程，忽略定子和转子绕组的电磁暂态过程，对于定、转子绕组采用准稳态等值电路描述。这种模型由于忽略了定、转子绕组电磁暂态过程对电磁力矩的影响，当在负荷母线近处发生故障和电压大幅度变化时，会引起一定误差。但由于模型简单，一般情况下能满足工程计算的精度要求，从而在电力系统稳定分析中得到广泛应用。其完整的数学模型如下（自身容量基准值的标么值方程）。

转子机械运动方程为

$$\left. \begin{aligned} T_J \frac{ds}{dt} &= M_m - M_e \\ M_m &\approx k[\alpha + (1 - \alpha)(1 - s)^p] \\ M_e &\approx \frac{2M_{e, \max}}{\frac{s}{s_{cr}} + \frac{s_{cr}}{s}} \left( \frac{U}{U_R} \right)^2 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中  $M_m$  为电动机机械力矩； $M_e$  为电动机电磁力矩；

$T_J$  为转子惯性时间常数； $s$  为转子滑差， $s \triangleq \frac{\omega_0 - \omega}{\omega_0}$ ， $\omega$

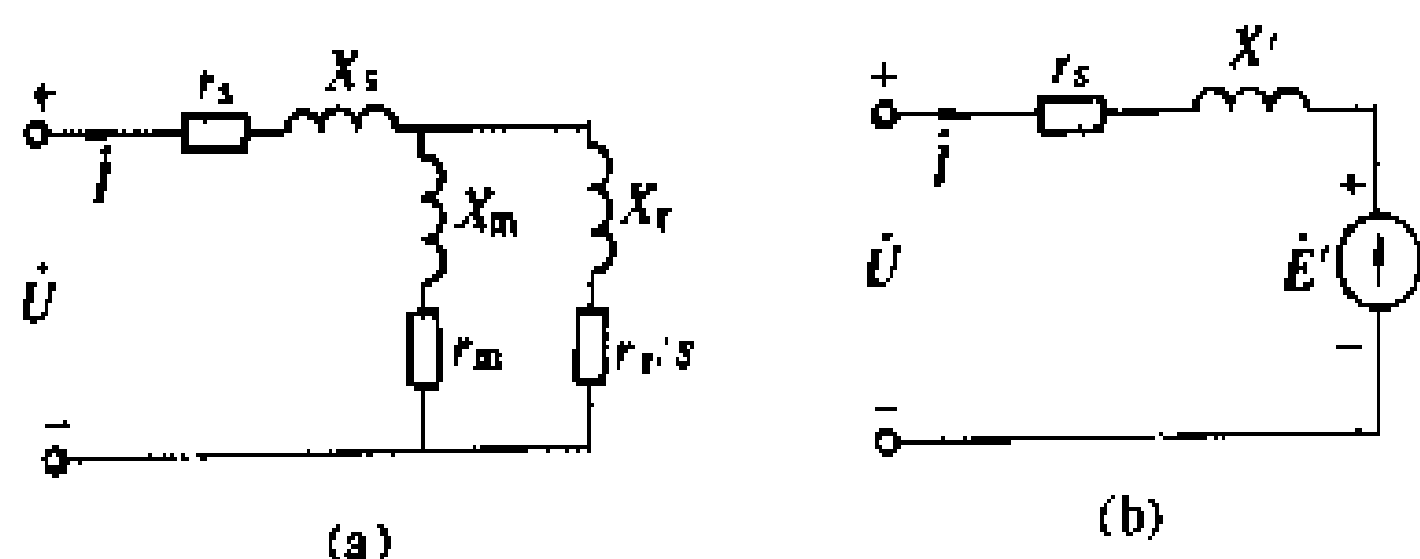
为转子角速度,  $\omega_0$  为相应同步速;  $\alpha$  为机械力矩中与转速无关部分占总机械力矩的比例;  $p$  为与负荷机械特性有关的指数;  $k$  为电机负载率;  $M_{e,\max}$  为感应电动机额定电压下最大电磁力矩;  $s_{cr}$  为感应电动机临界滑差;  $U_N$  是感应电机额定电压, 通常用稳态工作电压代替;  $U$  是感应电机实际电压。

电磁回路代数方程为

$$\begin{cases} \dot{U} = Z_{eq} \dot{I} \\ Z_{eq} = r_s + jX_s + \frac{(r_m - jX_m)(r_r/s + jX_r)}{(r_m + jX_m) + (r_r/s + jX_r)} \end{cases} \quad (2)$$

式(2)中  $\dot{U}$  为感应电机端电压, 复数值;  $\dot{I}$  为感应电机端电流, 复数值;  $Z_{eq}$  为感应电机准稳态等值阻抗;  $r_s$  和  $X_s$  为定子绕组电阻及漏抗;  $r_m$  和  $X_m$  为铁损等值电阻及定、转子绕组间的互感抗;  $r_r$  和  $X_r$  为转子绕组电阻及漏抗。

电磁回路的等值回路见图(a)。



感应电动机等值电路图

(a) 机械暂态模型的等值电路;

(b) 机电暂态模型的等值电路

式(1)和式(2)构成了计及机械暂态过程的负荷动态模型。典型的等值感应电动机参数如下(除注明单位者外, 均为自身容量为基准值的标么值)

$\alpha = 0.15$ ,  $p = 2$ ,  $T_J = 2$  s,  $M_{e,\max} = 1.282$ ,  $s_{cr} = 0.0625$ ,  $r_s + jX_s = 0.0465 + j0.295$ ,  $r_m + jX_m = 0.35 + j3.5$ ,  $r_r/s + jX_r = 0.02/s + j0.12$ ,  $s_0 = 0.014$ 。

此外, 据上述典型参数及式(1), 可求出电机负载率  $k \approx 0.56$ 。

考虑感应电动机机电暂态过程的负荷动态特性该模型计及转子运动机械暂态和转子绕组电磁暂态, 但忽略定子绕组的电磁暂态。由于本模型较准确地反映了转子绕组暂态对电磁力矩的影响, 相对于只计及机械暂态的负荷动态模型在动态过程中具有更好的仿真精度, 并在电力系统稳定分析中广泛应用。其完整的数学模型如下(自身容量为基准值的标么值方程)。

(1) 转子机械运动方程为

$$\begin{cases} T_J \frac{ds}{dt} = M_m - M_e \\ M_m = k[\alpha + (1 - \alpha)(1 - s)^p] \\ M_e = \text{Re}(\dot{E}' \dot{I}) \end{cases} \quad (3)$$

式(3)中  $\text{Re}(\cdot)$  表示复数取实部。

(2) 转子绕组微分方程为

$$\begin{cases} \frac{d\dot{E}'}{dt} = -j\dot{E}' - [\dot{E}' - j(X - X')\dot{I}] \times \frac{1}{T'} \\ X = X_s + X_m \\ X' = X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + X_r} \\ T' = \frac{X_r + X_m}{r_r} \end{cases} \quad (4)$$

(3) 定子绕组代数方程为

$$\dot{U} = \dot{E}' + (r_s + jX')\dot{I} \quad (5)$$

式(3)至式(5)中,  $\dot{E}'$  为感应电机暂态电势,  $X$  为感应电机同步电抗,  $X'$  为感应电机暂态电抗,  $T'$  为感应电机开路暂态时间常数, 其他同式(1)和式(2)。 $\dot{I}$  为  $\dot{I}$  的共轭复数。式(5)相应的等值电路见图(b)。本模型在稳态时(即  $\frac{d\dot{E}'}{dt} = 0$  时)与机械暂态模型一致。

#### 参考书目

McDyer F, et al. Load Modelling and Dynamics.  
CIGRE Report, WG38. 02. Task force 05, 1990

(倪以信)

负荷静态特性

(static load characteristics)

电力系统的负荷在系统电压和频率缓慢变化时, 负荷有功和无功功率随电压和频率变化的特性。在电力系统分析中, 这种特性可以用曲线或近似的代数解析式表示。其中负荷随电压变化的特性称为负荷电压特性, 负荷随频率变化的特性称为负荷频率特性。不同的用电设备其负荷静态特性是不同的, 电力系统某个母线上的负荷静态特性是该母线上各种用电设备静态特性的综合, 故又称为综合负荷静态特性。

负荷静态特性的幂函数形式 在一定的电压变化范围和频率变化范围内, 负荷有功功率和无功功率随电压和频率变化的特性, 可近似表示为

$$\begin{cases} P = P_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{p_U} \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^{p_\omega} \\ Q = Q_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{q_U} \left( \frac{\omega}{\omega_0} \right)^{q_\omega} \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中  $U_0$ 、 $\omega_0$  为稳态时负荷母线电压幅值和角频率,  $U$ 、 $\omega$  为负荷母线实际电压幅值和角频率,  $P_0$ 、 $Q_0$  分别为稳态时负荷有功和无功功率;  $p_U$ 、 $q_U$  为负荷有功和无功功率的电压特性指数;  $p_\omega$ 、 $q_\omega$  为负荷有功和无功功率的频率特性指数。由式(1)可导出

$$\begin{cases} \frac{dP/P}{dU/U} \Big|_{\omega=\omega_0} = p_U, \frac{dP/P}{d\omega/\omega} \Big|_{U=U_0} = p_\omega \\ \frac{dQ/Q}{dU/U} \Big|_{\omega=\omega_0} = q_U, \frac{dQ/Q}{d\omega/\omega} \Big|_{U=U_0} = q_\omega \end{cases} \quad (2)$$



式(2)既反映了 $p_v$ 、 $p_w$ 、 $q_v$ 、 $q_w$ 的物理意义,也提供了其量测方法的理论依据。一些文献给出的典型负荷静态特性参数如表所示。实际系统母线上的综合负荷静态特性可根据典型负荷静态特性参数及实际负荷的设备容量、使用率和组成比例等统计数字来确定;也可根据式(2)实验测定。

典型负荷静态特性表

负 荷 名 称	$p_v$	$p_w$	$q_v$	$q_w$
白 炽 灯	1.6	0	0	0
荧 光 灯	1.2	-1.0	3.0	-2.8
电 热 器	2.0	0	0	0
感应电动机(半载)	0.2	1.5	1.6	-0.3
感应电动机(满载)	0.1	2.8	0.6	1.8
还 原 炉	1.9	-0.5	2.1	0
铝 厂	1.8	-0.3	2.2	0.6

负荷静态特性的二次函数形式 在电力系统分析中常用二次多项式来近似表示负荷电压特性,其零次项相当于恒定功率负荷;一次项相当于恒定电流负荷;二次项相当于恒定阻抗负荷,而负荷频率特性则通常取为线性函数。从而有

$$\left. \begin{aligned} P &= P_0 \left[ a_p \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_p \left( \frac{U}{U_0} \right) + c_p \right] \\ &\quad \times \left( 1 + \frac{dP_*}{df_*} \bigg|_{f_0} \Delta f_* \right) \\ Q &= Q_0 \left[ a_q \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_q \left( \frac{U}{U_0} \right) + c_q \right] \\ &\quad \times \left( 1 + \frac{dQ_*}{df_*} \bigg|_{f_0} \Delta f_* \right) \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

式(3)中 $a_p$ 、 $b_p$ 、 $c_p$ 分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷的有功功率占负荷总有功功率的百分比, $a_q$ 、 $b_q$ 、 $c_q$ 分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷的无功功率占负荷总无功功率的百分比,且有 $a_p+b_p+c_p=1$ 和 $a_q+b_q+c_q=1$ 。 $P_*$ 、 $Q_*$ 分别为以 $P_0$ 、 $Q_0$ 为基准值的标么值, $f_*$ 为工频基准值下的标么值。若式(1)中 $p_v$ 、 $p_w$ 、 $q_v$ 、 $q_w$ 已知,则式(3)中的各系数可近似计算得: $a_p=p_v(p_v-1)/2$ , $b_p=p_v(2-p_v)$ , $c_p=1-a_p-b_p$ 。 $a_q$ 、 $b_q$ 、 $c_q$ 计算公式类同。另外有

$$\frac{dP_*}{df_*} \bigg|_{f_0} = p_w, \quad \frac{dQ_*}{df_*} \bigg|_{f_0} = q_w$$

若忽略负荷频率特性时,式(3)可简化为

$$\left. \begin{aligned} P &= P_0 \left[ a_p \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_p \left( \frac{U}{U_0} \right) + c_p \right] \\ Q &= Q_0 \left[ a_q \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_q \left( \frac{U}{U_0} \right) + c_q \right] \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

在电力系统电压和频率变化比较缓慢的动态过

程,可按式(3)或式(4)计及负荷静态特性。对于电压和频率变化较快的动态过程,由于负荷的暂态过程一般很短暂,在精度要求不太高时,也可近似用式(3)或式(4)来模拟。在电力系统分析中还可以进一步近似认为负荷全部为恒定阻抗,并称之为线性负荷模型。在精度要求不高的情况下,采用线性负荷模型可较大地加快计算速度。

电力系统的负荷模型与参数和电力系统稳定分析的准确性关系较密切,不正确的负荷模型与参数会导致分析结果和实际情况有较大偏差,因此正确地确定负荷模型及其参数已成为电力系统分析的重要问题之一。但由于负荷及其组成随昼夜、工作日、季节、年度的变化很大,且有随机性,致使综合负荷静态特性研究和参数测定难度较大。

参考书目

McDyer F, et al. Load Modelling and Dynamics.  
CIGRE Report, WG38.02. Task force 05, 1990  
Chen M S. Determining Load Characteristics for  
Transient Performance. EPRI Report, EL - 849, EL -  
850, 1979/1981  
Concordia C. Load Representation in Power System  
Stability Studies. IEEE Trans. on PAS, PAS-101,  
1982. 969~977

(倪以信)

fuxu jidianqi

负序继电器 (negative sequence relay)

依靠从输入的三相全电流或全电压分出来的相应的单一的负序电流、电压或功率作为动作量的一类继电器。按反应负序量的不同,可分为负序电流继电器、负序电压继电器及负序功率方向继电器。这一类继电器主要由两部分组成:负序滤过器(一种能从三相全电流或全电压分出相应负序分量的装置)和其输出执行元件。这类继电器按构成负序滤过器的方案不同,可有多种结构型式,如电阻-电感型,电阻-电容型,集成电路型。按执行元件结构不同,可分为电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型和数字型等。

负序电流继电器、负序电压继电器、负序电流增量(或突变量)继电器及负序功率方向继电器已广泛用于发电机、变压器及输电线路继电保护中作为短路故障的起动元件、控制元件及判别元件等。反时限负序电流继电器是大型发电机的一种必备保护继电器。

(李振和)

fuzha guzhang jisuan

复杂故障计算 (complex faults calculation)

电力系统中同时发生双重或多重故障(包括短路

和操作)时,故障电流、电压及其分布的计算。

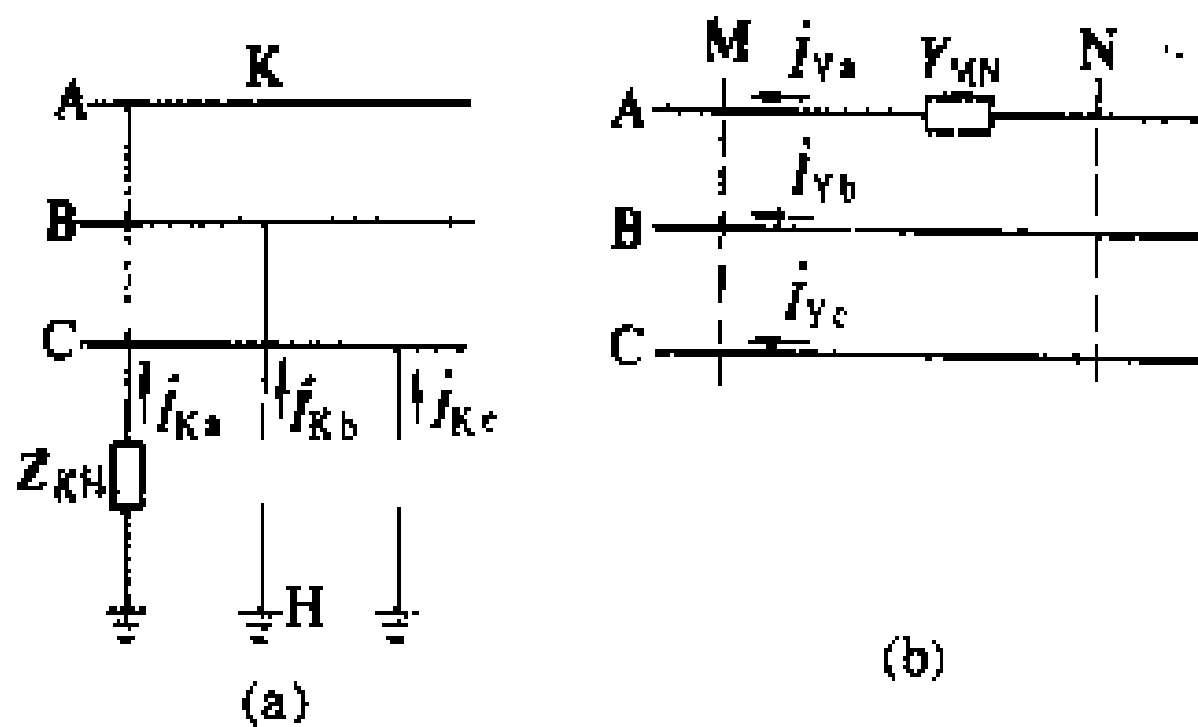
复杂故障计算的目的是,确定故障的严重程度,整定继电保护装置,选择电器设备,分析系统中负序及零序电流的分布等。

复杂故障计算一般须使用计算机程序来完成。常用的复杂故障计算程序是暂态稳定计算程序或短路电流计算程序的一个组成部分。计算的假定前提是:不计网络的电磁暂态过程;不计暂态过程中同步发电机定子绕组的非周期分量;假定输电线路换位是均匀的、参数是对称的。可以计算 $t=0^+$ 故障时刻网络中电流、电压的周期分量,也可与暂态稳定计算程序连接,计算机组摇摆过程中电流、电压的变化。

**复杂故障计算原理** 复杂故障计算以对称分量法为基础。将abc三相网络转化为零、正、负(简称为012)三序网络;将故障端口abc电压、电流边界条件,转化为012电压、电流边界条件。应用线性网络叠加原理,将多重故障作用于网络的电量计算,分解为多个单重故障分别作用时量值的叠加,最后导出以故障端口电压、电流、端口阻抗表示的故障端口网络方程。复杂故障计算与简单故障计算在数学模型上的区别是012三序故障端口网络方程的阶数。简单故障各为1阶,方程的系数是故障端口自阻抗;复杂故障各为 $m$ 阶, $m$ 表示故障重数。方程组的系数是故障端口自阻抗及互阻抗表示的 $m \times m$ 阶方阵。求取012三序故障端口自阻抗及端口间互阻抗是复杂故障计算的重要内容。故障端口网络方程与故障端口边界条件方程联立求解,可算出故障电压、电流的012分量,必要时可变换为abc分量,完成复杂故障计算的任务。

**复杂故障计算内容** 复杂故障计算内容包括:复杂故障方式的分解;故障端口网络方程的形或;故障端口边界条件方程的形成;联立方程组的求解。

**复杂故障方式的分解** 电力系统中任何一种复杂故障都可分解为两种以上简单故障的组合。简单故障可分为对称故障和不对称故障,其中不对称故障尽管种类很多,但基本上可用串型故障[图(a)]和并型故障[图(b)]来概括。



不对称故障的两种基本类型  
(a)串型故障; (b)并型故障

电力系统中常见故障方式的分解见表1。

表1 常见故障方式的分解

故障方式	分解后的故障类型
单相金属性接地	单相短路故障(即串型故障),H点是地点, $Z_{KH}=0$
单相非金属性接地或单相负荷投入	串型故障,H点是地点,且 $Z_{KH} \neq 0$
两相断线	串型故障,相当于非故障相K,H点短路,H点不是地点
单相断线	并型故障, $Y_{MN}=0$
单相阻抗投入	并型故障,且 $Y_{MN} \neq 0$
串联补偿电容两相击穿	并型故障,非故障相接入导纳 $Y_{MN} = j1/X_C$ (串补电容容抗)
串联补偿电容一相击穿	并型故障,故障相接入导纳 $Y_{MN} = -j1/X_C$
两相短路接地	并型故障,N点是地点,非故障相对地断线,且 $Y_{MN}=0$
两相短路	并型故障,N点是地点,非故障相对地断线,且 $Y_{MN}=0$ ,不计零序网

**故障端口网络方程的形成** 电网对称运行时,仅正序网中有电流。当有一重或多重不对称故障作用时,012三个序网中都有故障电流。串型故障可等值为各序故障端口K、H之间开断并在K点注入H点流出故障电流 $I_{K(1)}$ 、 $I_{K(2)}$ 、 $I_{K(0)}$ 。并型故障可等值为各序故障端口M、N之间开断并在M点注入N点流出故障电流 $I_{M(1)}$ 、 $I_{M(2)}$ 、 $I_{M(0)}$ 。此时,网络方程的形式简写如下

$$\left. \begin{aligned} Y_{(1)}U_{(1)} &= I'_{(1)} + I_{K(1)} + I_{M(1)} \\ Y_{(2)}U_{(2)} &= 0 + I_{K(2)} + I_{M(2)} \\ Y_{(0)}U_{(0)} &= 0 + I_{K(0)} + I_{M(0)} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

设网络有 $n$ 个节点、 $m$ 重故障,则式(1)中, $Y_{(1)}$ 、 $Y_{(2)}$ 、 $Y_{(0)}$ 为正、负、零三序 $n$ 阶已知导纳矩阵; $I'_{(1)}$ 为正序已知注入电流源、 $n$ 阶列向量; $U_{(1)}$ 、 $U_{(2)}$ 、 $U_{(0)}$ 为待求正、负、零三序 $n$ 阶电压列向量; $I_{K(1)}$ 、 $I_{K(2)}$ 、 $I_{K(0)}$ 为待求正、负、零三序 $n$ 阶串型故障电流列向量; $I_{M(1)}$ 、 $I_{M(2)}$ 、 $I_{M(0)}$ 为待求正、负、零三序 $n$ 阶并型故障电流列向量。

对式(1)作降阶处理,便可得到故障端口网络方程。降阶处理的方法之一,是在式(1)的故障节点上分别注入单位电流,求取故障端口自阻抗及互阻抗,然后直接形成故障端口网络方程,简写为

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{(1)} &= \Delta U_{z(1)} + Z_{(1)}I_{(1)} \\ \Delta U_{(2)} &= 0 + Z_{(2)}I_{(2)} \\ \Delta U_{(0)} &= 0 + Z_{(0)}I_{(0)} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

设网络有 $n$ 个节点、 $m$ 重故障,则式(2)中, $Z_{(1)}$ 、 $Z_{(2)}$ 、





$Z_{(0)}$ 为正、负、零三序  $m$  阶方阵,其元素是故障端口自阻抗、互阻抗; $\Delta U_{i(1)}$ 为  $m$  阶列向量,故障端口开路电压; $\Delta U_{(1)}$ 、 $\Delta U_{(2)}$ 、 $\Delta U_{(0)}$ 为待求故障端口电压(即  $\dot{U}_K - \dot{U}_H$  或  $\dot{U}_M - \dot{U}_N$ )正、负、零三序  $m$  阶列向量,通常  $\Delta U$  用  $U$  表示; $I_{(1)}$ 、 $I_{(2)}$ 、 $I_{(0)}$ 为待求故障端口电流(即  $\dot{I}_K$ 、 $\dot{I}_Y$ )正、负、零三序  $m$  阶列向量。

式(2)中的正序网方程是有源网方程,式(2)中的负序及零序网方程是无源网方程。上述方程除用阻抗型[式(2)]表示外,还可采用导纳型或阻抗导纳混合型表示。当网络中仅有串型故障时用阻抗型表示,仅有并型故障时用导纳型表示,二者均有时用混合型表示。对式(2)作简单变换即可得到导纳型或混合型的表达式。

由式(2)可知,故障端口网络方程与节点数  $n$  无关,仅与故障重数  $m$  有关,故障端口自阻抗、互阻抗已知,故障端口网络方程即可形成。式(2)为  $3m$  阶,而未知数为  $2 \times 3m$  个。因此,需补充  $3m$  个边界条件方程才可求解。

故障端口边界条件方程的形成 故障端口边界条件方程可根据故障端口 abc 三相电量与 012 序电量之间的关系导出。描述图(a)、(b)边界条件方程的一般表达式对串型故障和并型故障有不同的形式,其中串型故障是

$$\left. \begin{aligned} n_1 U_{KH(1)} + n_2 U_{KH(2)} + n_0 (U_{KH(0)} + 3 I_{K(0)} Z_{KH}) &= 0 \\ n_1 I_{K(1)} &= n_2 I_{K(2)} = n_0 I_{K(0)} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

并型故障是

$$\left. \begin{aligned} n_1 U_{MN(1)} &= n_2 U_{MN(2)} = n_0 U_{MN(0)} \\ n_1 I_{Y(1)} + n_2 I_{Y(2)} + n_0 (I_{Y(0)} + 3 U_{MN(0)} Y_{MN}) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

一重故障可写出三个独立方程,  $m$  重故障可写出  $3m$  个独立方程。式(3)、式(4)中  $n_1$ 、 $n_2$ 、 $n_0$  称理想隔离变压器的变比,它表明多重故障时各序网故障端口的耦合关系,取值见表2。

联立方程组的求解 故障端口网络方程式(2)与若干组边界条件方程式(3)或式(4)联立,构成了描述复杂故障端口各电量之间关系的数学模型。该方程组的未知数与方程个数正好相等,方程可解。

由已求得的故障端口电流,代入式(1)可得到网络各节点在故障作用下的 012 三序电压,进一步可求取各支路电流,然后合成各节点、各支路 abc 三相电压、电流,完成复杂故障的计算任务。

表2 理想隔离变压器的变比

序网	变比 $n_i$	正序网	负序网	零序网
特殊相	a	1	1	1
	b	1	$a^2$	$a$
	c	1	$a$	$a^2$

注:1.  $a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ 。

2.  $a^2 = e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ 。

参考书目

周孝信,李汉香,吴中习. 电力系统计算. 北京:水利电力出版社,1988

(李汉香)



ganyingxing jidianqi

**感应型继电器** (induction type relay) 利用输入激励量产生的交变(移动或旋转)磁场与该磁场中可动导体(圆盘、鼓或环)所感应的电流之间相互作用力而工作的一种电气继电器。

**原理** 利用一组定向交变磁场在导电型可动系统上感应电流与另一组定向交变磁场的作用力使该可动系统运动,因而使固定于可动系统的动触点与静触点间的相对位置发生变化。其工作原理与感应型测量仪表(如电能表)相同。

使动触点与其静触点间正常相对位置(如正常与静触点断开变为闭合)开始改变时加入继电器的电量值称为该继电器的动作值;而动触点由动作位置返回至正常位置时外加的电量值称为返回值。返回值与动作值之比为返回系数。对反应过量型的感应型继电器,一般要求返回系数不小于 0.8~0.85。

**特点** 用交流电气量形成两组空间位置不同的交变磁场使导电的可动系统工作。①感应型只能构成交流继电器。②在结构上以两组独立的磁系统形成旋转磁场,故可动系统采用旋转(或偏转)的动作方式。③除简单的单一电气量的继电器外,还可以方便地利用多电量构成具有复杂动作特性的各种继电器,是机电型继电保护装置中使用类型最多的一种交流继电器。

**主要类型和主要技术性能** 根据可动系统的形状及其性能主要有圆盘式与圆筒(圆杯)式两种。

(1) 圆盘式。利用圆盘具有一定转动惯量构成反时限动作特性的单一电量继电器,其动作转矩正比于外加电量的平方值。使圆盘开始转动时的电流值称为该继电器的始动电流。随着外加电量增大,圆盘转速随之加快,由始动到动静触点接触所需的时间,即继电器的动作时间缩短,直至基本稳定于某一最低数值。

(2) 圆筒式。可动系统的转动惯量小,用以构成瞬动特点的继电器。在结构上采用空间正交的磁系统(一般为四极)。按电动机原理,即同一频率的两组交变磁场在空间与时间上均相差 90°时,产生旋转磁场,继电器的可动部分(铝杯)随之转动。继电器的动作转矩正

比于通入的两组交流电量幅值与两者相位差正弦量三者的乘积。可以用以构成单一量的继电器,也可以用以构成多输入量(一般为两组)的继电器,如:频率继电器、电流平衡继电器、功率继电器与距离继电器等。

**用途** ①反时限电流继电器。它是在许多国家中迄今应用仍极为广泛的一种继电器。主要用于中、低压电力网与电动机保护。②频率继电器。曾经得到采用。反应所在点电力网频率的变化,其中低频率继电器为按频率降低自动减负荷装置中的主要测频元件。③电流平衡继电器。曾经得到采用。为平行双回线路的主要保护装置元件。④功率继电器。曾经得到采用。利用电压、电流两组电气量实现故障的方向判别,用于带方向性的各种继电保护装置中。⑤距离继电器。根据外加电压、电流量的不同接线方式可以构成多种不同的动作特性,具有明确的保护区,可用作故障测量元件。其中尤以方向距离继电器构成的多段式距离保护装置在高压线路上一度得到普遍使用。

(张延龄)

gaoji shuju lianlu kongzhi guiye

**高级数据链路控制规约** (high-level data link control protocol, HDLC)

国际标准化组织(ISO)为进行同步、编码透明的数据传输而制定的面向比特的数据链路控制规约。它包括三个标准:ISO/7809/1984(HDLC的规约类别汇编)、ISO/3309/1984(HDLC的帧结构)和ISO/4335/1984(HDLC的规约要素汇编)。其对应的中国国家标准是GB7421—87《高级数据链路控制规程——规程类别汇编》、GB7496—87《高级数据链路控制规程——帧结构》和GB7575—87《高级数据链路控制规程——规程要素汇编》。

**数据站类型** HDLC定义了主站、次站、组合站三种数据站。

**主站** 负责控制链路的运行,发出命令,接收响应,并最终负责数据链路层的差错恢复。

**次站** 在主站的控制下运行,接受命令,发送响应,并可以启动数据链路层的差错恢复。

**组合站** 发送命令和响应,接受命令和响应,并负责数据链路层的差错恢复。

**数据链路层**,是ISO制定的开放系统互连参考模型(OSI-RM)中的第二层,是链路的物理实体及其相应链路控制规约的统称。

**数据链路结构** HDLC定义了不平衡链路及平衡链路两种链路结构。

**不平衡链路结构** 用于点对点或多点操作。该结构由一个主站和一个或多个次站组成,并提供全双工

和半双工传输,如图1所示。

**平衡链路结构** 只用于点对点操作。该结构由两个组合站构成并提供全双工和半双工传输,如图2所示。

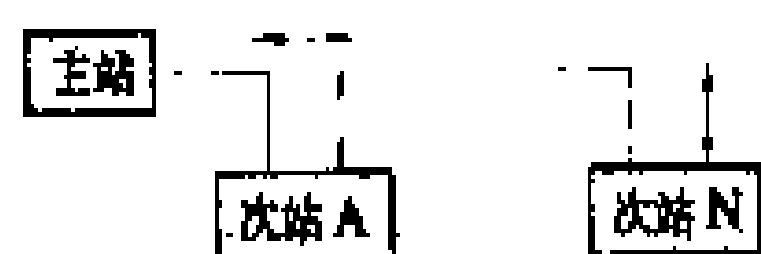


图1 不平衡数据链路结构

**操作方式 HDLC**

定义了正常响应方式

(NRM)、异步响应方式 (ARM) 和异步平衡方式 (ABM) 等三种操作方式。

**正常响应方式** 不平衡链路操作,主站可以向次

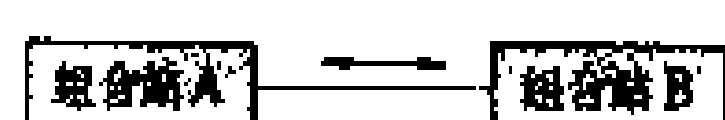


图2 平衡数据链路结构

站发送数据,但次站只能在响应主站的询问时发送数据。

**异步响应方式** 不平衡链路操作,次站在未得到主站的明确允许的情况下也可发送数据,主站保留对链路的责任,包括差错检验及逻辑拆线。

**异步平衡方式** 平衡链路操作方式,任何一个组合站在任何时刻都可以发送命令,并且在未得到来自其他组合站的明确允许下就可开始传输响应帧。

**非操作方式** HDLC 定义了正常断开方式 (NDM)、异步断开方式 (ADM) 和初始化方式 (IM) 三种非操作方式。

**正常断开方式** 不平衡链路结构,次站在逻辑上与数据链路断开,不再发送和接收信息。

**异步断开方式** 平衡/不平衡链路结构,次站/组合站在逻辑上与数据链路断开,不允许发送信息,此时次站或作为命令接收器的组合站便有异步响应的机会。

**初始化方式** 次站/一个组合站的数据链路控制程序可以通过主站/另一个组合站进行初始化或重新生成。

**规约类别** HDLC 规约类别是一个如何使用 HDLC 的总体文件,它为使用 HDLC 提供了一个框架,以便组织和指导具体应用。与 NRM、ARM、ABM 三种操作方式相对应,HDLC 定义了三种规约类别:①不平衡操作的正常响应类别 (UNC);②不平衡操作的异步响应方式类别 (UAC);③平衡操作的异步平衡方式类别 (BAC)。

**编址方案** 在所有的类别中,发送的命令总是包含目的数据站的地址;发送的响应总是包含分配给发送数据站的地址。

**HDLC 帧结构** 以帧作为信息传输的基本单位,无论是信息文电还是控制文电都以帧的格式进行传输。帧的格式如图3所示。

**标志序列** 标志序列 (F) 在帧的两头以 8 比特序列 01111110 作为帧定界,单个标志既可作一帧的结束

标志也可作 F 帧的开始标志。当在地址字段、控制字段、信息字段和 FCS 字段中出现有 01111110 比特序列时,则通过采用“0 插入和扣除 (bit-stuffing)”技术进行传输。这种能使发送文电的比特序列不受任何限制的特性称为透明传输。

标志 F	地址 A	控制 C	信息 I	FCS, 帧校验序列	标志 F
0111 1110	8 比特	8 比特	任意比特数	16 或 32 比特	0111 1110

图3 HDLC 的帧结构

**地址字段** 在命令帧中,地址字段 (A) 标识该命令所要发往的数据站,在响应帧中标识发出该响应的数据站。地址比特模式 11111111 定义为全体站地址,即通知所有接收数据站接受有关的命令帧,并按其执行。地址比特模式 00000000 定义为无站地址,即不分配给任何一个站。包含无站地址的帧对所有站都不引起动作和响应,仅用作测试。对于数据站多于 256 个的系统,则通过使用扩充地址字段进行控制。

**控制字段** 用于表示命令和响应的种类,控制字段 (C) 的格式和编码如表 1 所示。

表1 控制字段的格式及编码

控制字段格式	控制字段比特							
	1	2	3	4	5	6	7	8
信息传送命令/响应 (I 格式)	0	N(S) <sup>①</sup>			P/F <sup>②</sup>	N(R) <sup>③</sup>		
监控命令/响应 (S 格式)	1	0	S <sup>④</sup>	S	P/F	N(R)		
无编号命令/响应 (U 格式)	1	1	M <sup>⑤</sup>	M	P/F	M	M	M

① 待发送的信息序列编号。

② 作为命令帧发送时的询问比特 (P=1) 或作为响应帧发送时的终止比特 (F=1)。

③ 待接收的下一个帧编号。

④ 监控功能比特。

⑤ 附加修改功能比特。

当控制字段为 I 格式时,HDLC 帧称为信息帧。用于要传送的用户数据。

当控制字段为 S 格式时,HDLC 帧称为监控帧。两个 S 比特用于监控,因此可以提供 4 种监控功能。其相应的命令、响应及编码见表 2。

表2 监控命令/响应及相应的编码

命令/响应	编 码	功能含义
RR	1000 P/F N(R)	接收准备好
REJ	1001 P/F N(R)	拒 绝
RNR	1010 P/F N(R)	接收未准备好
SREJ	1011 P/F N(R)	选择拒绝

当控制字段为 U 格式时,则为无编号帧。该格式主要用以增加控制功能,用 5 个 M 比特便可定义出 32

种附加控制功能,其命令、响应及编码,同样在国家标准 GB7575—87 或 ISO4335/1984 中有规定。

**数据字段** 数据字段 (D) 也称信息字段。可以是任意的二进制比特序列或某一特定字符长度 (如八位位组) 的整数倍。

**帧检验序列字段** 帧检验序列 (FCS) 字段用于差错检验,采用 CRC—16 或 CRC—32。

#### 参考书目

汪润生,周师熊.数据通信工程.北京:人民邮电出版社,1990

乐光新,刘府,唐亚君.数据通信原理.北京:人民邮电出版社,1988

(马永超)

gaoya zhiliu shudian moni zhuangzhi

**高压直流输电模拟装置** (high voltage direct current transmission simulator)

高压直流输电系统的一种数学物理仿真模型。它主要用于高压直流输电系统的控制、保护特性及整个系统性能的实时模拟研究。

**功能和用途** 高压直流输电模拟装置,作为研究高压直流输电系统的重要工具,能比较精确地模拟高压直流输电及其控制系统的电磁性能和动态过程。它可用于研究直流输电工程规划设计和运行方面的问题,如直流系统稳态运行工况,调节器合理配置及参数优化,起停方式,故障及保护功能,换流器引起的谐波,交、直流滤波器特性,交直流系统相互影响及直流功率调制等。

**构成** 一套完整的高压直流输电模拟装置,包括直流输电系统的全部主要元件模型,如电源、换流器、换流变压器、交/直流线路和滤波器、断路器、避雷器、控制及保护系统等。此外,还配有程序控制器、负阻补偿器、量测设备、数据收集与分析系统等辅助设备 (参见彩图插页第 11 页 14 图)。

**电源模型** 分为交流电源模型及同步电机模型两类。

(1) 交流电源模型。三相交流定压源。用以模拟无穷大交流系统。各相电压的幅值及相位均可独立调节,以模拟不对称交流系统。

(2) 同步电机模型。用来模拟同步发电机及小容量交流系统;亦可作为负荷使用,模拟同步电动机特性;或作为无功功率补偿设备,模拟调相机特性。按结构又可分为旋转电机式和电子式两种。前者就是一台小型同步电机,容量可为几千伏安至数百千伏安,适合于研究交直流混合系统中的谐波问题及机电过程;后者是用电子回路在同步机派克方程的基础上建立的电

机模型,容量一般仅数十伏安,在研究直流系统性能时,可作为交流电源使用。

**换流器模型** 基本元件是由 6 个阀臂按三相桥式电路组成的换流单元。按需要将几个基本换流单元串联起来,便构成了换流器模型。阀臂一般由以小容量晶闸管为开关器件的电子回路构成。

**换流变压器模型** 由线性变压器、饱和变压器及电抗器等元件组成。线性变压器漏抗很小,可视为理想变压器,且两侧绕组都备有若干抽头,以便准确地模拟实际变压器的变比;饱和变压器用来模拟实际变压器的饱和特性;电抗器用来模拟实际变压器的漏抗。

**交/直流线路模型** 由串联电阻、串联电感、线间并联及线对地电容器组成的 T 型或 II 型三相四线单元组成。既可以用于模拟交流线路,又可以用于模拟直流线路。可用多个这样的集中参数线路单元串联起来,模拟实际线路的分布参数特性。电阻、电感、电容器均备有若干抽头,供改变参数之用。

**交/直流滤波器模型** 由电阻、电感及电容器按需要连接而成。用于模拟实际交流滤波器及直流滤波器的电磁特性。

**断路器模型** 分为交流断路器与直流断路器两种:交流断路器是由小型晶闸管为开关器件构成的,以模拟常规交流断路器电流过零后熄弧的特性;直流断路器则以大功率场效应晶体管为开关器件,以模拟切断直流电流的特性。

**避雷器模型** 电阻、二极管及稳压管串并联组成的电子回路。电阻用来模拟避雷器残压;二极管与稳压管配合,模拟避雷器的保护水平。

**控制及保护系统模型** 由于各直流输电系统的控制、保护方式不同,而直流输电系统的性能又极大地取决于其控制保护系统的功能,因此,对不同的直流工程的模拟,需要采用与工程基本相同的控制保护装置。

**辅助设备** 模拟装置还需要以下设备:①程序控制器,用来控制试验顺序;②负阻补偿器,用以补偿变压器、换流器模型等的过大的电阻压降,提高模拟准确度;③量测系统、数据收集与分析设备,用以获取和分析试验数据。

**模拟比例** 工程实际值与模拟值之比叫模拟比例,简称模比。在功率、电压、电流及阻抗中,通常选定功率模比和电压模比,并据此计算出电流模比及阻抗模比。无论交流回路还是直流回路,均应选择同一功率基准值,而不同电压等级回路则可选择不同的电压基准值。对于不同目的的试验,可选用不同的模比。为了提高实验的准确性,希望在模拟设备容量许可情况下,选择尽可能小的模比;但对于故障试验,为了使模拟设备不受损坏或测量设备不致饱和,就得适当增大

模比。

**现状及发展** 根据研究的重点不同,已建立的高压直流输电模拟装置的容量及规模差别甚大。日本中央电气研究所为研究大容量直流输电与大容量核电直接相连时可能发生的未知现象,建立的模拟装置的额定直流电压达±1500V,额定直流电流15A,同步电机模型容量达100 kV·A;而瑞典ASEA公司用作一般研究的直流输电模拟装置的额定直流电压仅40 V,额定直流电流仅0.2 A。同一种模拟方法,模拟装置容量越大,模拟比例越小,模拟实验结果越接近真实情况,但投资也越大,且模拟参数改变越不容易。反之,小容量模拟装置可广泛使用电子电路,因而回路构成及参数调整均容易,投资也省。为了开发和设计直流输电设备的需要,各直流输电设备制造厂家都建有直流输电模拟装置。此外,修建直流输电工程的用户,为了研究直流输电工程的运行性能及培训人员,有的也建立了直流输电模拟装置,如中国电力科学研究院等。

(曾南超)

gaozukurang jiedi xitong

**高阻抗接地系统** (high impedance grounded system) 见非有效接地系统。

gongpin tubianliang fangxiang bijiaoshi zonglian baohu

**工频突变量方向比较式纵联保护** (direction comparison pilot protection system using sudden change of power frequency component)

见方向比较式纵联保护。

gongpin tubianliang juli jidianqi

**工频突变量距离继电器** (distance relay using sudden change of power frequency component) 见距离继电器。

gonglu fangxiang jidianqi

**功率方向继电器** (power directional relay)

当输入的电流和电压相角差在某一规定范围内时动作的继电器,用以判断流经该一次电气元件的功率方向。满足继电器动作的电流和电压间相位角的范围称作继电器的动作区。最常用的功率方向继电器的动作区为180°,理论上与电流和电压的绝对值无关。按照对动作性能的要求,功率方向继电器的输入电流和电压,有的接入全电流和全电压,有的接入相序电流和电压,后者称为相序功率方向继电器。功率方向继电器按构成原理可分为:感应型、整流型、晶体管型、集成

电路型、数字型等,有多种实现方法,其原理与距离继电器相同。近年来,还开发了依照接入电流和电压的突变量动作的突变量功率方向继电器。

功率方向继电器是高压电力网继电保护装置中的一种常用的方向判别元件。

(李振和)

gonglu jidianqi

**功率继电器** (power relay) 以电流、电压及其相位角差的正(余)弦值乘积为动作量的继电器。用以测定所接入线路、发电机、变压器等电气元件的视在功率、有功功率、无功功率。

反方向功率(逆功率)继电器常用于保护发电机,防止变为电动机运行。功率继电器也用于电力系统安全自动装置中作为判别元件,实现电力系统的自动解列、连锁切机、切负荷及大型汽轮发电机快关汽门等。

(李振和)

gongmo ganrao yu chuanmo ganrao

**共模干扰与串模干扰** (common-mode interference and differential-mode interference)

见电力系统调度信息。

guding zhenianlv

**固定折年率** (fixed change rate, FCR)

最小投资收益率、设备折旧、固定资产税、财产保险费以及按固定资产摊派的地方政府附加税等的总费用占投资的比率。固定折年率只与投资有关而与经营好坏无关。

固定折年率的应用包括两个方面:①将投资乘以固定折年率,可以把投资直接转换成等值年费用。这样便可对投资和年运行费各不同的诸方案进行方案比较。②将运行费折算成等值投资,也可进行方案比较。

(1) 已知投资,计算等值年费用的计算式为

$$C' = I \times \text{FCR}$$

式中 $C'$ 为投资产生的等值年费用;FCR为固定折年率; $I$ 为投资。

(2) 已知年运行费用,计算等值投资时的计算式为

$$I' = \frac{C}{\text{FCR}}$$

式中 $C$ 为年运行费用; $I'$ 为等值投资。

**参考书目**

Munasinghe M. The Economics of Power System Reliability and Planning. The John Hopkins University Press, 1977

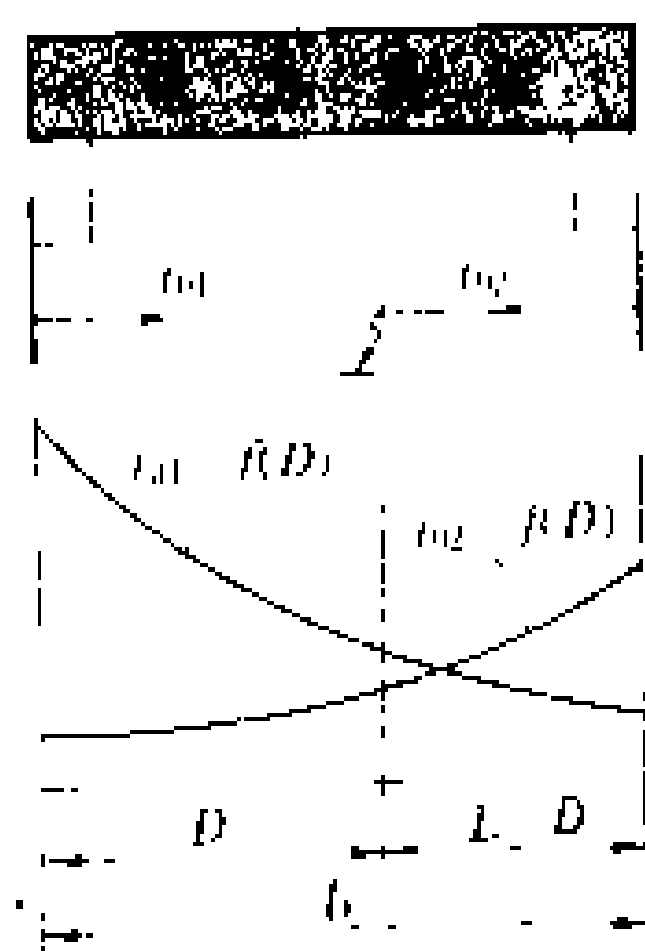
(郭永基)

guzhang ceju

**故障测距 (fault location)**

电力系统输电线路发生短路故障时,利用输电线路一侧或两侧安装的数据采集系统所采集的电流和电压数据,经过计算分析,确定故障位置的实用技术。有的高压输电线路长达数百公里,利用故障测距技术可快速而准确地确定故障地点,有利于及时抢修、缩短停电时间。目前常用的方法有:①零序电流法;②电流、电压计算法。

**零序电流法** 预先绘制好发生故障时零序电流与短路位置的函数曲线,如图



1所示。当线路上发生接地短路时,利用故障录波装置得到线路的零序电流值,查曲线可估计短路点的位置。它虽然是一种近似方法,但多年实践结果证实,特别是用于长线路时有一定精度,满足实用要求。但主要缺点是只能用于接地故障情况、

需要人工操作且精度受高接地电阻的影响。在中国,一种最新的做法是利用在故障时测得的实际零序电流有效值,求得故障线路两侧零序电流的比值,依照故障当时的系统零序网络,即可相当准确地求得接地故障点的位置,利用这种方法可以去掉故障点接地电阻的影响,并已取得良好的实用效果;随着微机型故障记录设备的运用,这种利用两侧故障分量比值的方法,

同样可以推广应用于相间故障,以求测故障点距离;所利用的故障分量是故障电流中的两故障相间电流

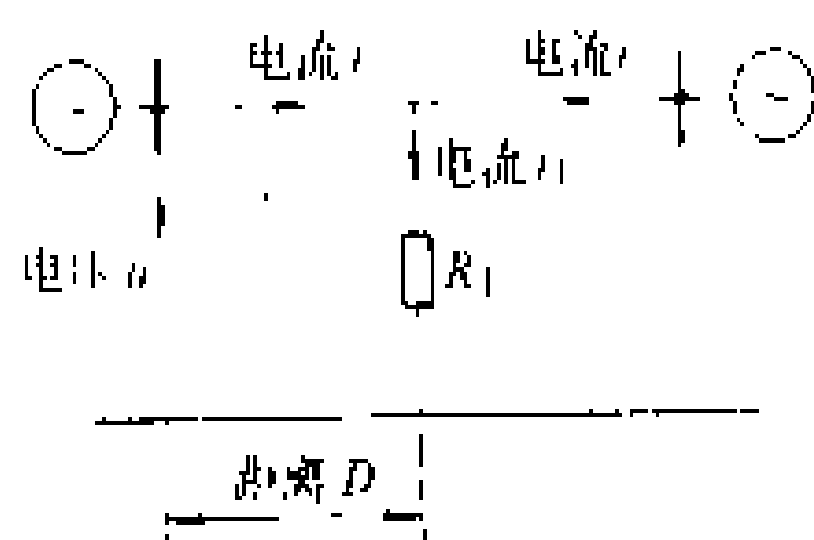


图2 输电线路短路示意图

突变量,所代入的是系统的正序网络。对于中长线路,这是今后极具实用前途的一种有效测距方法。

**电流、电压计算法** 由输电线一端数据采集装置采集的电流、电压数据进行相应计算自动得出到故障点的距离。它包括差分方程法和代数方程法。

(1) 差分方程法。以单相线路说明计算的基本原理。线路故障时如图2所示,测到的电量应满足方程

$$u = L \frac{di}{dt} + iR + i_i R_i \quad (1)$$

如果可以认为  $i$  与  $i_i$  的相位偏差很小,即

$$i = k i_i \quad (2)$$

式中  $k$  为常数,则

$$u = L \frac{di}{dt} + iR + i R_i / k = L \frac{di}{dt} + i (R + R_i / k)$$

式中  $R$  为线路电阻; $R_i$  为故障点电阻。

令

$$R_T = R + R_i / k$$

则

$$u = L \frac{di}{dt} + i R_T \quad (3)$$

任取两相邻时刻的采样值,得到两个方程,消去  $R_T$  得

$$L = \frac{\begin{vmatrix} u_j & i_j \\ u_{j+1} & i_{j+1} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \frac{di_j}{dt} & i_j \\ \frac{di_{j+1}}{dt} & i_{j+1} \end{vmatrix}} \quad (4)$$

用中间差分代替微分,即

$$\frac{di_j}{dt} = \frac{i_{j+1} - i_j}{2T} \quad (5)$$

$$\frac{di_{j+1}}{dt} = \frac{i_{j+2} - i_{j+1}}{2T} \quad (6)$$

求出  $L$  后与每公里的电感相比即可确定距离。此方法可以减弱过渡电阻的影响,用于测距有一定精度,但在一般情况下,由于式(2)的假定将带来相当大的误差。

(2) 代数方程法。输电线路短路时可以建立方程

$$\dot{U} = (\dot{I} + 3k\dot{I}_0)Z_1 D + \dot{I}_i R_i \quad (7)$$

$$\dot{I}_i = f(D)\dot{I}_0 \quad (8)$$

式(7)及式(8)中  $\dot{U}$ 、 $\dot{I}$ 、 $\dot{I}_0$  分别为线路始端电压、电流、零序电流; $D$  为母线距故障点距离; $Z_1$  为线路正序阻抗单位长度值; $\dot{I}_i$  为故障电流; $R_i$  为故障点电阻。式(7)及式(8)为非线性复数方程组,可以用迭代法求解。也可以将式(7)代入式(8)后化为复数二次方程

$$D^2 - k_1 D + k_2 - k_3 R_i = 0 \quad (9)$$

式中  $k_1$ 、 $k_2$ 、 $k_3$ , 均为复数。分解为虚实两部分后联立求解即可求出距离  $D$ 。在两侧系统阻抗参数已知的前提下,这种算法在理论上具有较高精度,能有效地克服过渡电阻及系统运行方式的影响。

后一种测距方法,其实用精度受故障点过渡电阻、线路非理想换位、沿线大地导电率的差异和接入电流与电压互感器误差等因素的影响,如果测距在两端同时进行,并将结果进行综合分析,将能获得更好的效果。

虽然在理论上,可以通过由线路两侧接收故障点在故障开始瞬间产生的浪涌到达的时间差来判定由接收点到故障点的距离,也可以由变电所母线向故障线路发出脉冲波,由发出与接收到反射波的时间间隔来

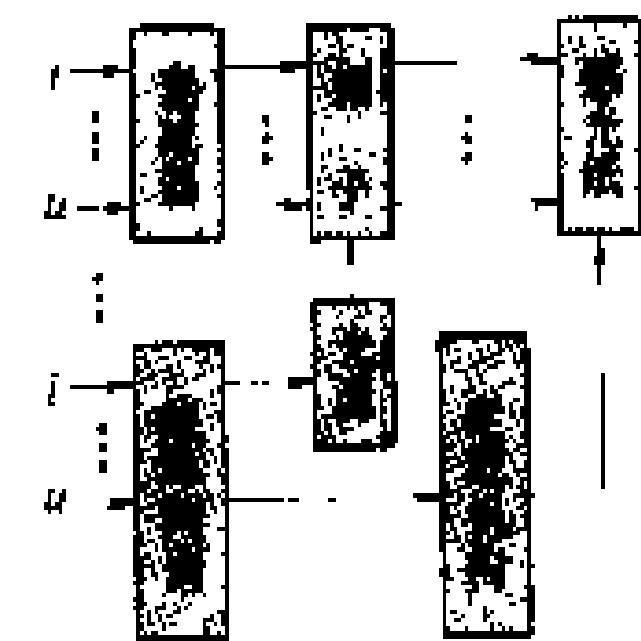
计算出变电所到故障点的距离,但由于需要价格昂贵的庞大设备,在实际的运行系统中并未得到采用。  
(王庆通)

guzhang lubo zhuangzhi  
**故障录波装置** (fault recorder) 电力系统发生故障时自动连续记录多路电流、电压模拟量波形的仪器。用于了解系统运行状态的变化、故障的性质、相别、发展过程,评价继电保护、安全自动装置的动作。

所示图为多年来得到广泛采用的光电式故障录波装置原理框图。输入电流、电压模拟量经衰减器转换为小信号驱动磁电式振子。电力系统发生故障时,故障判别元件动作,快速启动(一般不大于 10 ms)走纸机构和接通振子光源电路一定时间。感光纸(或胶片)上记录到相应电流、电压波形。许多光电录波装置设有可以记录故障开始前时刻波形的特殊回路。在一些电力系统中,转筒印刷式的故障录波装置也得到过广泛的应用。

20 世纪 70 年代后期以来,随着微机技术引入电力系统,开发和推广了事件顺序记录装置,它装在主要变电所和发电厂,专门用以记录各种输入的开关量(例如继电保护的跳闸命令)和逻辑量的动作时间顺序,分辨率高(1 ms),有效地提高了事故分析的准确性;性能与电磁型相似的数字录波器也有了商业产品。随着微型计算机的性能价格比日益迅速增高,到了 80 年代后期具有智能的微型机故障动态过程记录设备在电力系统中得到推荐和逐步采用,有如下显著特点。

- (1) 可以无遗漏地连续记录电力系统中发生的各次短路故障、系统振荡、系统频率突变以及系统动态过程中的电流和电压变化、继电保护和安全自动装置的动作。
- (2) 当系统发生大扰动时自动启动,而当系统动态过程基本结束时自动停止记录。
- (3) 通过分析软件,输出可以直接适应于分析继电保护动作和研究系统运行状态变化过程需要的相量和数据(如  $I$ 、 $U$ 、 $P$ 、 $Q$  和  $f$  以及装置的动作时刻)和它们随时间变化的曲线以及初始故障电流、电压波形。
- (4) 依照故障分析的实际需要,有重点地分时段以不同的记录速度输出必要数据。



光电式故障录波装置原理框图

- (5) 输出数据带有同步化的时间标度,适应集中处理系统全部信息的要求。
- (6) 方便存档和事后检索。

新一代的电力系统故障记录,除了记录可用以分析继电保护动作行为的有关数据外,还记录了电力系统的全部动态过程,可用以分析系统事故,校核各种计算分析程序及其所用模型和给定参数的正确性,从而为深入了解电力系统的实际运行特性,总结电力系统运行经验,提高运行水平和电力系统的供电安全性,提供有重要价值的背景材料。  
(王庆通)

guangchuanshu shuaijian  
**光传输衰减** (attenuation of optical signal transmission) 见光纤通信。

guangduanji  
**光端机** (optical terminal) 将电信号转换为适于在光系统中传输的光信号或相反过程的通信终端设备。按光信号传输方向,光端机分为发送机与接收机两种;按信号调制方式,分为模拟式与数字式两类。模拟式光端机传输模拟量光信号,即以电信号对光源进行模拟调制,光信号强度与模拟量瞬时值成正比。这种方式电路较简单,信息容量小,适用于短距离模拟电视及调频信号传输。数字式光端机传输数字量光信号,先将电信号按数字通信方式编码,再变换成光脉冲信号传输。这种方式信息容量大,抗干扰性好,适用于长距离高速脉码调制通信系统。目前光纤通信系统多采用数字式。

数字式光发送机 原理框图见图 1。已经过编码

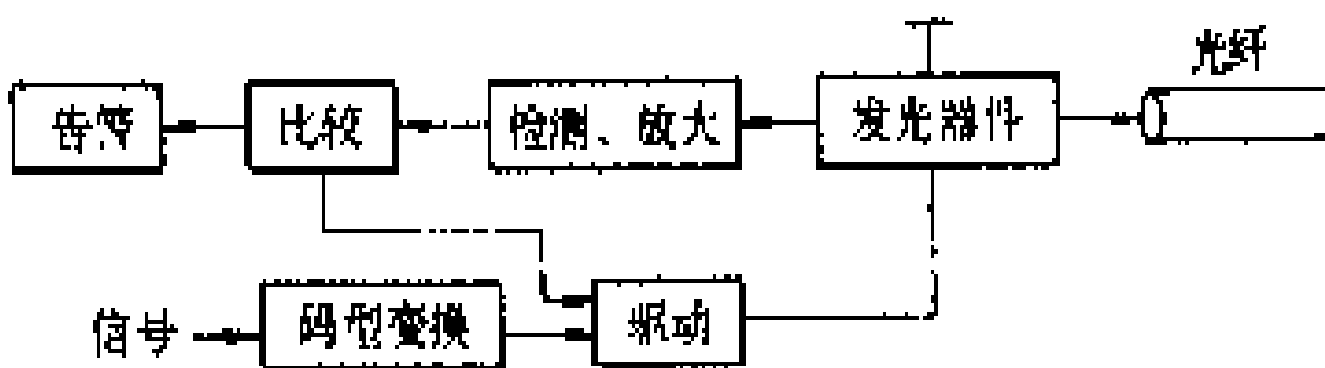


图 1 数字式光发送机原理

的电信号再经码型变换,成为适于在光纤中传输的归零信号,驱动电路使发光器件发出光脉冲,注入光纤线路,其背向光又由本机检测、放大、比较,控制驱动电路,实现输出光功率及驱动电流的自动控制。如光信号中断,或光功率下降很多,告警电路发出告警。发光器件采用半导体激光器(LD)或发光二极管(LED)。前者输出光功率大,光谱宽度窄,与光纤的耦合效率高,对控制、保护电路的要求高,适用于长距离大容量的光纤通信系统。后者温度稳定性好,对保护电路要求低,光谱宽度宽,色散大,但与光纤的耦合效率低,入纤光

功率小,适用于短距离小容量的光纤通信系统。发光波长一般为 0.85 μm 或 1.3 μm 左右,与光纤的两个低衰减窗口相对应。

数字式光接收机 原理框图见图 2。光纤线路输



图 2 数字式光接收机原理

出的光信号经光电检测变换为电信号,被放大、均衡(经过传输及放大后的有失真的电信号被均衡器补偿),其脉冲形状可以满足判决要求。为使信号输出稳定,采用了自动增益控制电路(AGC)。为进行判决,还需要从接收信号中提取时钟信号。在判决电路中对接收信号进行判决,恢复为发送输入端原来的编码电信号。光接收机的主要技术指标为接收灵敏度、接收信号动态范围及响应速度。光电检测器的性能对接收机性能有重要作用。对光电检测器的要求是:对采用的光波长灵敏度高,响应速度快,噪声小,温度稳定性好。目前广泛使用的光电检测器有光电二极管(PIN)及雪崩二极管(APD)两类。前者内部无增益,结构简单,灵敏度低,价格也低,适用于短距离光纤系统。后者在内部将一次信号光电流倍增大,使灵敏度提高,适用于中、长距离光纤系统。也可以将 PIN 光电二极管与前置放大器集成在一块基片上,做成光接收用集成电路,接收效果与雪崩二极管相近。

参考书目

杨同友, 光纤通信技术, 北京: 人民邮电出版社, 1986

(陈维千)

guang gongluj

**光功率计** (optical power meter) 在光纤通信系统中用来测量光信号功率的仪器。它是通过光电检测器将输入的光信号转换成电信号,再加以放大、检波进行测量的。

光功率计有通用型、灵敏型、标准型等几种。通用型光功率计用于一般测量,光电检测器的光敏面积较大,可以测量一般发光器件的输出光功率,长波长灵敏度约-45 dBm,短波长灵敏度约-65 dBm。灵敏型光功率计可测量很低的光功率。在光信号进入光功率计后,先用透镜将入射光变成平行光,用音叉斩光,再经透镜聚焦,耦合进光电检测器,通过同步检波、放大进行测量。灵敏度比通用型提高 20 dB 左右。为降低噪声,光电检测器的光敏面积很小,只用于测量光纤连接

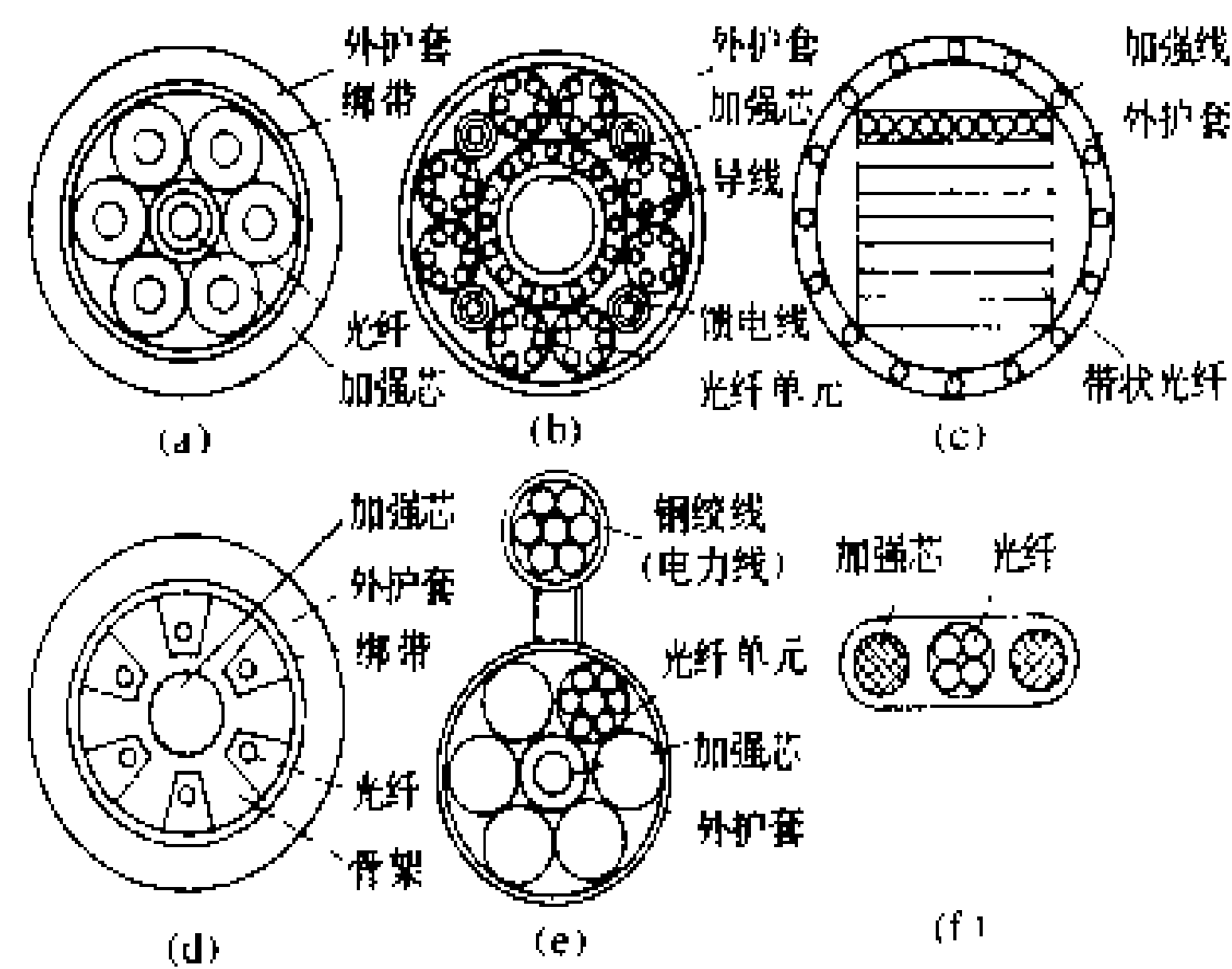
器或光纤输出的光信号。光电检测器的种类较多,有硅或锗光电二极管、雪崩光电二极管、太阳电池等。在这两种光功率计中,需根据被测光的波长选用适当的光电二极管。

标准型光功率计以黑化金箔光热变换器作为检测器。光信号射在黑化金箔上,光能变换成热能,再由热电偶变换成电信号输出。这种光电变换器在 0.6~1.8 μm 波长范围内检测特性不受波长影响,可用以校正通用型、灵敏型光功率计的波长特性。标准型光功率计灵敏度较低,光功率测量范围为+10~+20 dBm。

(陈维千)

guang lan

**光缆** (optical cable) 以一根或多根光纤制成,用以传输光信号,符合一定的光学、机械及环境要求的线缆。光纤虽然可以传输光信号,但本身由玻璃材料制成,容易因表面损伤而断裂且直径过细,不能承受较强应力,不便直接使用。因此,必须将光纤制成光缆,才可以实际使用。



光缆典型结构

(a) 层结构式; (b) 单元结构式; (c) 高密度叠带式; (d) 骨架式; (e) 自挂式; (f) 扁平式

光缆一般由光纤、被覆层、加强芯、护套等部分组成。拉制光纤时,为防止光纤表面损伤及加强其柔韧性,在光纤的外面涂一层树脂,称为一次被覆。制作光缆时,为防止光纤因侧压力不均匀而产生微小弯曲,使光的衰减增加,还须对光纤再加一层保护,称为二次被覆。二次被覆有两种方法,一是紧套型,以挤塑方式将树脂塑料加在光纤上,两个被覆层之间填充以软性的缓冲层,减少径向压力。二是松套型,光纤装在内径较大的塑料套管中,或光缆骨架的沟槽里,光纤周围有一定的空间。为防止光缆在敷设过程中过分伸长,使光纤断裂或承受过大拉力,在光缆中需装入加强芯。加强芯



采用钢线、尼龙或玻璃纤维制成。钢线抗张强度高,成本低,但不适用于要求光缆完全绝缘的情况。护套是将塑料挤压在缆芯上形成的,用来防止光缆受到外部的机械损伤。有的光缆还将绝缘导线装在光缆里,以便向中继器供电。这种做法当然也使光缆的绝缘性能受到影响。

光缆的具体结构因厂家设计方法不同而有很多形式,而且还在发展中。图(a)~图(e)列出一些常用的结构举例,包括:层结构式;单元结构式;高密度叠带式;骨架式;自挂式;扁平式等。

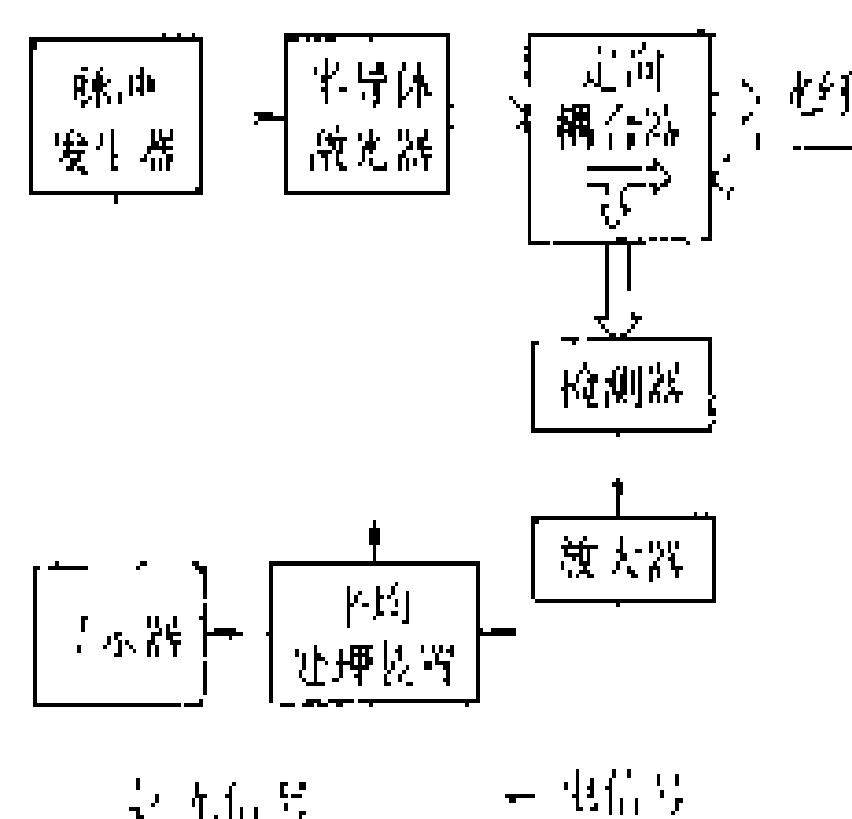
(陈维千)

guang shiyu fansheji

**光时域反射计** (optical time-domain reflectometer, OTDR) 利用背向散射现象,通过测量光脉冲进入光纤后由于背向散射而返回到注入端的光信号强度及传输时间,进行光纤参数测量的仪器。它可以在光纤的一端测量光纤衰减、衰减沿长度的分布、接头衰减、光纤长度、断裂点位置等。

将大功率的激光脉冲注入光纤,由于光纤中实际存在的不均匀性(如接头、光纤断裂点),沿光纤各点产生散射,一部分散射光沿入射光相反方向回到注入端,这称为背向散射。背向散射光中包含了光在光纤中传输的衰减信息,从而可借以分析与衰减有关的光纤特性。

光时域反射计的基本原理如图所示。脉冲发生器控制半导体激光器发出光脉冲,光脉冲通过定向耦合器后注入被测光纤,沿光纤各点返回的背向散射光经定向耦合器后一部分进入



光时域反射计基本原理

检测器,转换成电信号,经过放大、处理,由显示器显示各点背向散射光强度与自该点返回到注入端的传输时间的关系,这相当于光纤中各点衰减与其距离的关系。

背向散射光微弱,噪声很强,必须经过多种处理才能准确检测出光信号。一般采用平均处理方法,即对周期性的光信号通过取样,加以积累,平均和保持。信号周期与取样周期相关,而噪声是随机的,经过叠加和平均,噪声平均值减小,有效信号增强,信噪比改善,从而能从较大噪声中检测出微弱信号。平均处理方法有取样积分法和数字平均法两种。前者在信号每一周期内只在一点取样,在模拟电路的积分器中积累,

速度较慢。后者在每一周期内多点取样,将取样后的模拟量转换成数字信号,由微机处理,测量速度及准确度都可提高。

(陈维千)

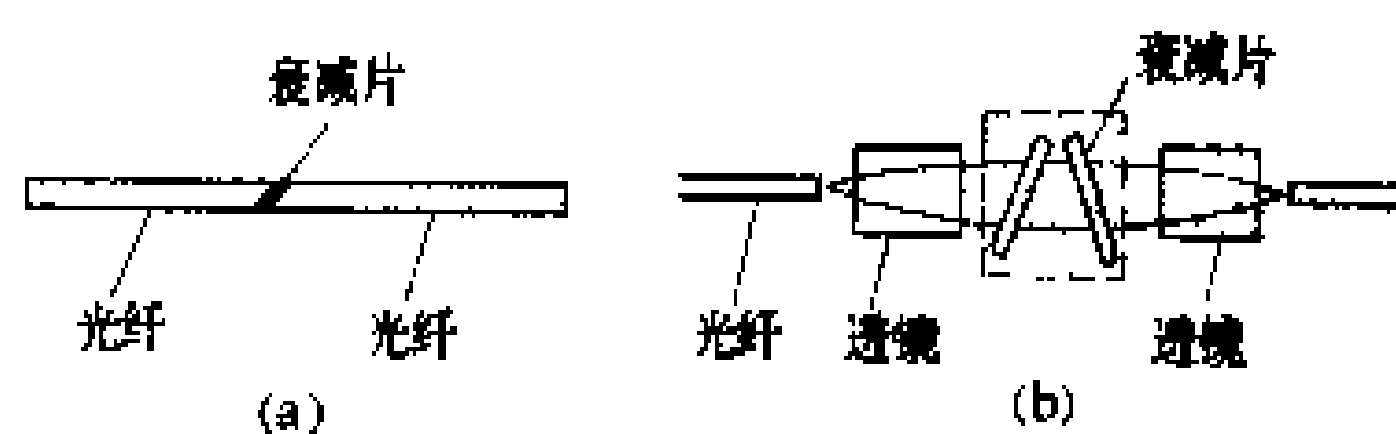
guang shuaijianqi

**光衰减器** (optical attenuator) 在光传输通路中用来定量地降低光功率的仪器。在调整光发送机、接收机、中继器及进行光纤通信系统其他测试时,需要使用光衰减器。

光衰减器采用吸收或反射的原理,以衰减片实现光的衰减。吸收型衰减片是具有吸收性能的光学玻璃薄片,由于玻璃成分及厚度不同,得到不等的衰减量。反射型衰减片以在玻璃片上蒸镀金属薄膜方法制成,由于金属薄膜厚度不同而使光的反射率及透射率改变。衰减片的衰减量应是稳定的,并且不随光的波长变化。

光衰减器可分为固定衰减器及可变衰减器两类。最简单的固定式光衰减器的结构原理如图(a)中所示。这种衰减器体积小、重量轻,可以装在光纤通信设备内部。一般的可变光衰减器由光纤、透镜、衰减片组成,如图(b)中所示。换用不同的衰减片,可以使衰减量改变。根据衰减量可以连续地改变或只能分档地改变功能,可变光衰减器又分为连续式及分档式两种。衰减片在光衰减器中一般均倾斜放置,以防止反射光返回入射端。

光衰减器的插入衰减一般在3dB以下,衰减量范围为0~50(或60)dB,精度为0.5(或1.0)dB。



光衰减器结构原理

(a) 固定式; (b) 可变式

(陈维千)

guangtongxin boduan

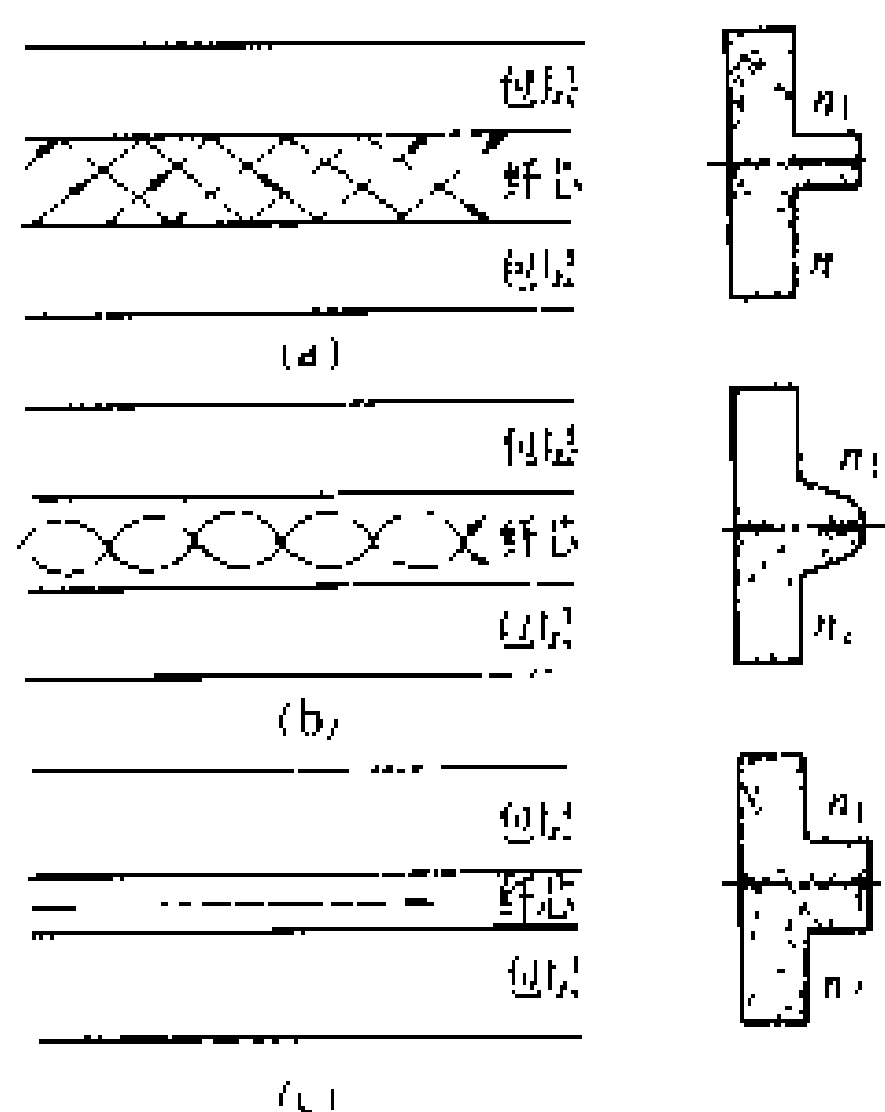
**光通信波段** (wave range of optical communication) 见光纤通信。

guangxian

**光纤** (optical fiber) 用以传输光信号的介质波导,也称为光导纤维。玻璃或塑料都可以传输光信号,用于通信系统的光纤的主要原料是纯度很高的二氧化硅玻璃。



光纤主要由纤芯和包层组成。光纤的中心是纤芯，外围是包层。纤芯和包层是同心的玻璃圆柱体。纤芯的折射率  $n_1$  较包层的折射率  $n_2$  稍高。光波从光纤端面以较小角度射入时，在纤芯与包层的界面上会全部或部分地反射到另一边的界面再发生反射。这样的重复反射使光信号向前传播，见图 (a)。



光纤中光的传播路径及  
折射率分布

(a) 突变型光纤；(b) 渐变型光  
纤；(c) 单模光纤

为改善光在纤芯中的传输性能，可通过改变二氧化硅玻璃中掺杂质（锗、磷、硼等）比例的方法，改变纤芯中折射率的分布。纤芯中折射率为常数，在纤芯包层界面上折射率突然下降的称为突变型光纤，见图 (a)。这种光纤结构形式简单，但信号时延畸变较大，使传输

距离缩短或传输容量减少。纤芯中折射率从中心向边缘按抛物线规律逐渐降低的称为渐变型光纤，见图 (b)。光线在这种光纤中的路径不是连续的反射直线，而是连续的折射曲线，近似于正弦波形。这种光纤可使信号时延畸变减小，传输距离或传输容量增加。这两种光纤的直径约为  $40 \sim 100 \mu\text{m}$ ，光波在其中会有多种不同路径的传播模式，称为多模光纤。如纤芯很细，与光的波长相近，约  $5 \sim 10 \mu\text{m}$ ，并将纤芯与包层的折射率相对差值降低，则光在其中传播只有一个模式，称为单模光纤，见图 (c)。多模光纤直径大，容易连接或耦合，但色散大，只适用于中小容量的系统。单模光纤色散小，可用于大容量长距离的光纤通信系统。

光纤由细玻璃丝制成，是脆性可断裂的材料。光纤表面微裂缺陷扩大是光纤断裂的主要原因。为防止缺陷扩大，拉制光纤时先在光纤表面涂一层树脂，称为预涂覆。为提高强度在预涂覆外面再加一层尼龙或聚乙烯塑料，称为二次涂覆。虽然如此，光纤能承受的拉伸、弯曲能力仍然很差，需要将光纤制成光缆使用。

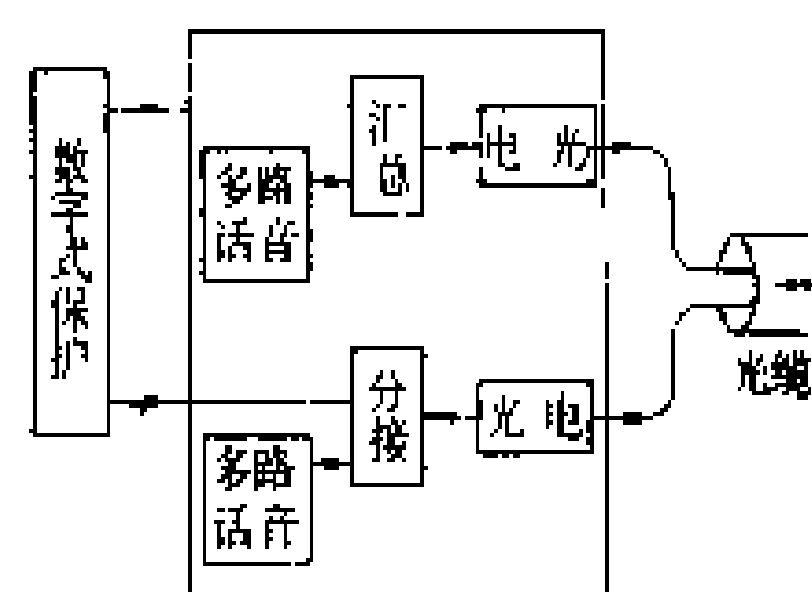
(陈维千)

guangxian baohu

**光纤保护** (optical-fiber-link pilot protection system) 利用激光经光导纤维传输被保护

线路各端的保护信息，并以其综合比较为动作判据的一种线路纵联保护。

组成 如图所示，为线路一端的光纤保护复用光通信设备的示意图。保护的数据输出与数字式多路话音



光纤保护复用光通信设备  
示意图

音汇总后，由光端机将电信号转换为光信号，按时分制经光缆传输至对端。对端的电端机收到光信息后，将其转变为电信信息，经由分接将保护的数据输入数字式保护的接收单元。一般

光通信设备采用双机方式（一为备用），因此保护的接收单元应具有自动切换功能。

特点 ①光纤通信为高速大容量的数据传输方式，多采用保护与通信复用方式。②光纤通信具有不受电磁干扰与耐高压的特点，在超高压电力网的厂、所等强电磁场环境中用以传输信息具有特殊优越性。

主要类型 光纤保护有“主-主”与“主-从”两种配套方式。

(1) “主-主”方式。线路各端保护功能相同，即均有传输保护数据与综合比较的功能。本线路内部故障时各端保护各自发出本端断路器跳闸指令。这种方式的功能完善而且使用灵活方便。

(2) “主-从”方式。各端保护功能不同，配套使用。线路一端的保护(主方)具有综合比较各端保护数据的功能，当判定为内部故障时向所有各端发送断路器的跳闸指令。其他各端保护(从方)只具有送出本端保护数据与接收断路器远方跳闸指令的功能。

发展趋势 20 世纪 70 年代后期，利用光通信设备的数字式分相电流差动式纵联保护开始在超高压短线路上使用，保护的工作原理与使用数字微波通道的同类型保护完全相同。采用架空地线复合光缆，为在电力系统中推广光纤保护提供了方便条件。以大城市为对象的地下超高压电缆线路使用光纤保护，远比导引线保护优越。线路纵联保护经光耦输出，利用光缆与通信室或微波站的通信设备联系的方式，也在逐步推广使用。

光通信技术与数字技术的发展也促进保护与计量新技术的开发与实用。例如，光-数字式电压、电流互感器具有抗干扰性强并能忠实地传变一次系统的故障过程，将有助于数字式快速动作的线路纵联保护的新技术开发工作。

(张延龄)

guangxian jiejuxu

**光纤接续** (optical fibers splice) 见光纤通信。

guangxian lianjieqi

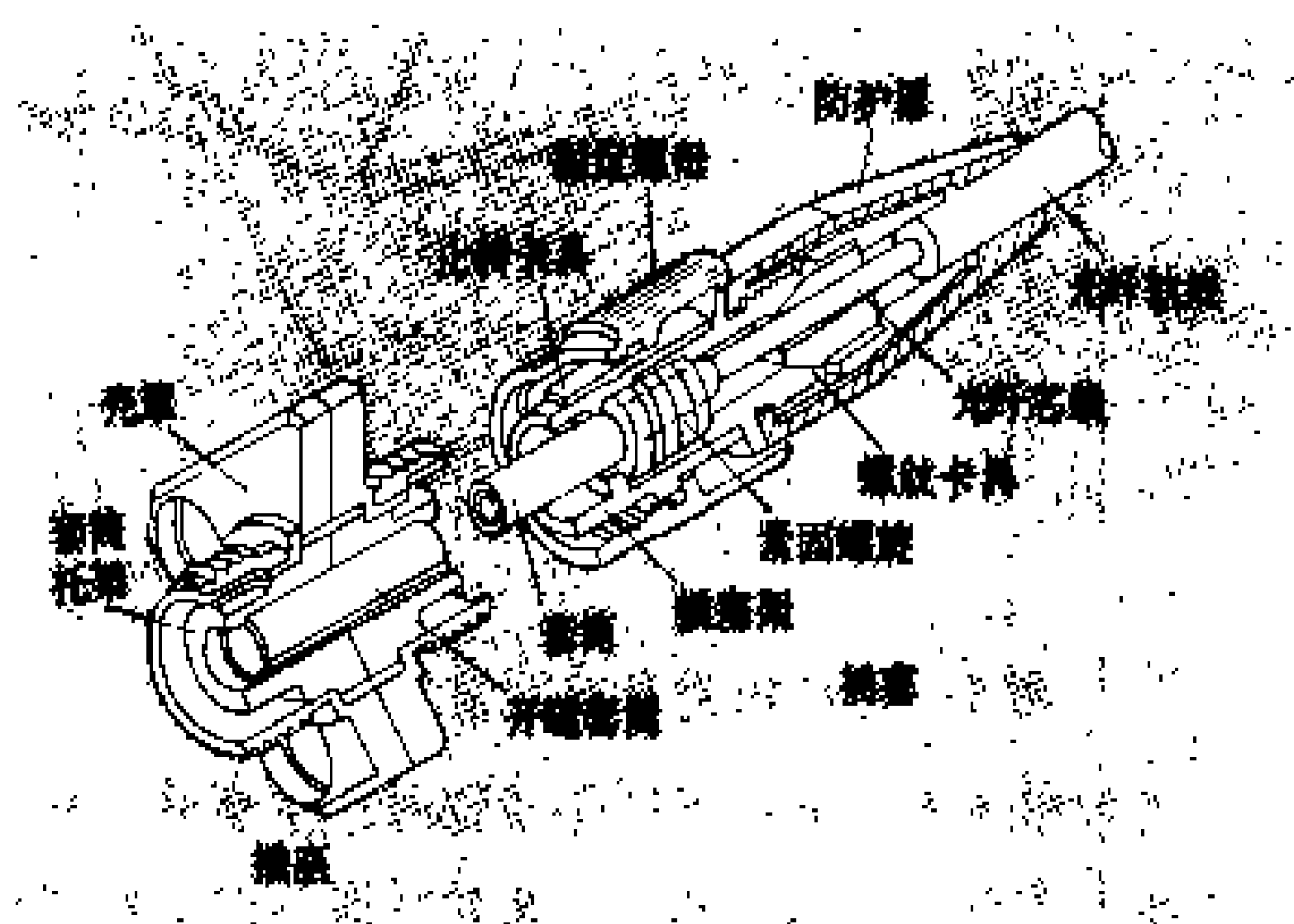
**光纤连接器** (optical fiber connector)

使两根光纤易于连接或拆卸的连接器件。光纤连接器允许重复地连通和断开,用于光纤与光纤,光源与光纤,及光纤与光电检测器须要连接的场合。

光纤的连接是通过对准纤芯轴线及光纤端面实现的,使连接效果良好的关键是纤芯的对准及端面的磨平贴紧。由于光纤很细,直径一般为  $10\sim 100\mu\text{m}$ ,连接器的加工十分精密。

由于采用的纤芯对准方法不同,光纤连接器的种类很多。图中介绍一种以金属制造的可在现场安装使用的同心套筒型光纤连接器。这种连接器由两个插塞和一个插座组成。插塞中心部分是玻璃或陶瓷制成的套管,套管内径比光纤略大一些,可以插在插座的开缝套筒中。将要连接的两根光纤分别插入两个插塞的套管中,使长度适当,固定好,研磨端面,装上外部组件,就制成了插塞。将两个插塞从两面插入插座,就实现了光纤连接。

采用模压成型方法可以用塑料制成套筒型光纤连接器。这种连接器适于大量生产,价格较低,与金属光纤连接器比较,在精度及耐用性方面一般要差一些。



同心套筒型光纤连接器结构

对光纤连接器的要求有:连接衰减小,拆装方便,重复性好,稳定可靠等,最重要的是连接衰减小。连接衰减主要由结构上的问题引起,如两根光纤的轴线偏离或形成角度,光纤端面不平整,两个端面间有间隙等。如两根光纤种类不同,芯径不一致,纤芯与包层不同心,也将引起衰减。

(陈维千)

guangxian tongxin

**光纤通信** (optic - fiber communication)

以光纤(即光导纤维)为传输介质的通信方式。光纤通信电路主要由光发送机、光接收机、光纤(或光缆)等组成。光纤通信的优点有:①可利用的频带宽,通信容量大;②抗电磁干扰性强;③光纤是绝缘体,通信两端可完全实现电的隔离;④光纤损耗较小,中继距离长;⑤光纤细,重量轻,构成光缆后容易敷设等。

**简史** 利用光进行通信,最早是用烽火台、灯光、镜子等,后来利用旗语或照明灯的闪烁来发送信号传递信息。不论其中哪一种都是由发送端作某种可视动作,在大气空间中通过一段距离,再在接收端用视觉确认其意义,达到传递信息的目的。这种光通信方式的通信距离很短,这是因为发送的光强度不够,光束不能集中,光在大气中传送受气候条件限制太大。为了延长通信距离达到实用程度,人们很早就开始寻求可以连续在室温下工作,电源耗电小,发光强度高,光束集中的发光器件和不受气候条件影响的导光介质。从1960年发明红宝石激光器(休斯)起陆续发明了He-Ne激光器(贝尔研究所),GaAs 半导体激光器(GE,IBM,MIT公司),CO<sub>2</sub> 激光器,直到1970年才发明了可在室温下连续工作的GaAlAs 激光器( $0.85\mu\text{m}$ )。这种激光器到1977年宣布的使用寿命已达到百万小时。1976年又发明了GaInAsP 激光器( $1.3\mu\text{m}$ ),这种激光器1979年宣布的寿命达十万小时以上。1979年又发明了 $1.5\mu\text{m}$ 波长的GaInAsP 激光器。到80年代各种波长的半导体发光器件寿命均达到了百万小时以上,发展到实用化的阶段。

玻璃是好的光导介质,把玻璃制成直径为 $100\mu\text{m}$ 左右的玻璃丝即光纤。光纤是光的波导,具有把光封闭在其中进行传播的结构。要想使光不越出传输介质,就需要改变介质中的折射率分布,使光在其中反复发生全反射才行。此外还要使介质尽可能的透明,以便在光传输时减少光功率损耗。1951年发明的医用光纤,光损耗达 $1000\text{ dB/km}$ ,与通信的要求相差太远。英国标准电信研究所的高锟博士在1966年发表了有关光纤传输前景的具有历史意义的论文,该论文分析了造成光纤传输损耗过大的原因是玻璃中的杂质,如能除去玻璃中的杂质,就有可能把损耗降低到实用水平。受这篇论文的影响,许多国家的光通信工作者进行了低损耗光纤研究,70年代初光纤损耗降到实用水平,1973年降到了理论最小数值。

**光纤通信在电力系统中的应用** 光纤通信由于其固有优点,已成为一种新型的,发展迅速的通信手段。光纤通信的抗电磁干扰性强以及可以实现电隔离的优点,使它更适于在电力系统中应用。中国从1981年起,相继在福建、山西、河南等地的电力系统内建起

实用化的光纤电路,到1991年底,光纤通信电路已建成约50条。在电力系统中采用的架空地线复合光缆很有特色。这种光缆装在架空地线里,可以随输电线路同时架设,机械强度高,施工方便,国际上先有应用,自1985年以来中国也先后在葛洲坝电厂、华中、广东、广西、浙江、陕西等地建设了架空地线复合光缆的光纤通信系统。国际上,日本电力系统中应用光纤通信技术最早,也最广泛,除变电所、发电厂、调度所之间中长距离的光纤通信外,还深入发展到变电所、发电厂内部短距离范围内各种信息的传输。

**光信号模式** 光波在光纤内传播时,类似于电磁波在圆形波导中的传输,由于沿传播方向前进的光波受不均匀介质及尾部而反射回来的回波间互相干涉作用,在光纤的截面上形成各种各样的电磁场分布形式,称为模式。光纤可看作是圆形的光波导,可用分析微波圆波导传输相似理论分析。在光纤的横断面上可以通过测试系统看到图像,即不同的光斑和暗区。当横断面上只有电场分量没有磁场分量,而在传输方向上只有磁场分量没有电场分量,这种模式的光波称为横电波,简称 $TE_{mn}$ 波。如果断面上只有磁场分量没有电场分量,而传输方向上只有电场分量没有磁场分量,这种模式称横磁波,简称 $TM_{mn}$ 波。 $m$ 表示电场或磁场在圆周角某个方向上的分量波节数, $n$ 表示电磁场沿半径方向分量的波节数。实际上介质波导中纯横电波和纯横磁波是不存在的,即光波都是以混合模式传播的,可以用 $HE_{mn}$ 和 $EH_{mn}$ 表示。简略地说,在传播方向上磁场分量较大的写成 $HE_{mn}$ ,反之在传播方向上电场分量较大的写成 $EH_{mn}$ 。实际上, $HE_{mn}$ 和 $EH_{mn}$ 之间差别不大,区别它们比较复杂。为了说明各种模式与光纤结构的关系,根据理论分析,包层光纤具有 $N$ 个有限的传输模式可用下式近似表示

$$N = \frac{V^2}{2} \times \frac{\alpha}{2 + \alpha}$$

$$V = 2\pi \frac{a}{\lambda} \sqrt{n_1^2 - n_2^2}$$

式中 $n_1, n_2$ 分别表示纤芯和包层的折射率; $a$ 为纤芯半径; $\alpha$ 为折射率分布指数; $\lambda$ 为真空中的光波长。 $V$ 是表征光纤所能传输的模式的一个特征参数。上式说明 $n_1$ 与 $n_2$ 之差越大,在光纤中存在的模式数越多,芯径越大,模式数也越多。如果想使光纤中只有一个传输模式,根据理论分析则必须使式中 $V \leq 2.4$ 。若作到 $\frac{n_1 - n_2}{n_1} = 0.001$ ,则对于波长 $\lambda \geq 1 \mu m$ 的光信号,芯径只要 $\leq 12 \mu m$ ,就是只能传送一个模式的单模光纤了。如果芯径取 $50 \mu m$ ,波长取 $1 \mu m$ ,则 $V = 10.537$ ,在光纤中将有50个以上模式同时传输。

**光通信波段** 可以利用进行通信的波长范围。它决定于两个因素:一个是可提供有用波长的光器件,另一个是与光器件有用波长相对应波段有最小衰减的光纤。从图1光纤的光衰减波谱特性曲线可以看出,在不同的波段衰减不同,但没有规律。最初使用的通信波段是 $0.8 \sim 0.9 \mu m$ ,衰减在 $2 \text{ dB/km}$ 左右,属于低损耗范畴,这个波段是目前最广泛使用短波长窗口。后来又发现 $1.3 \mu m$ 波长附近,衰减更低,约 $0.5 \text{ dB/km}$ ,而在 $1.55 \mu m$ 波长附近衰减最低约 $0.2 \text{ dB/km}$ ,把这两个低衰减波段称为长波长窗口。这三段低衰减波段就是目前使用的光通信波段。图1中衰减曲线出现的衰减峰主要是因OH根吸收引起的,为此降低衰减的方法目前已转到去水的措施上,期望进一步清除OH杂质。采用MCVD法制造的光纤预制棒OH含量已减至 $15 \sim 30 \text{ ppb}$ ,但改用VAD法制棒再加特殊去水措施,OH含量就可降至 $0.8 \sim 1 \text{ ppb}$ ,这时光纤的衰减波谱曲线不再出现OH吸收高峰,即使在高峰波长 $1.39 \mu m$ 处,OH引起的衰减也仅为 $0.55 \text{ dB/km}$ 。这样波长从 $1.2 \sim 1.7 \mu m$ 连续地出现很低衰减区。过去由 $1.39 \mu m$ 处隔开的两个窗口被打通,成为一个很宽的窗口,在这个宽窗口中很容易实施波分复用。

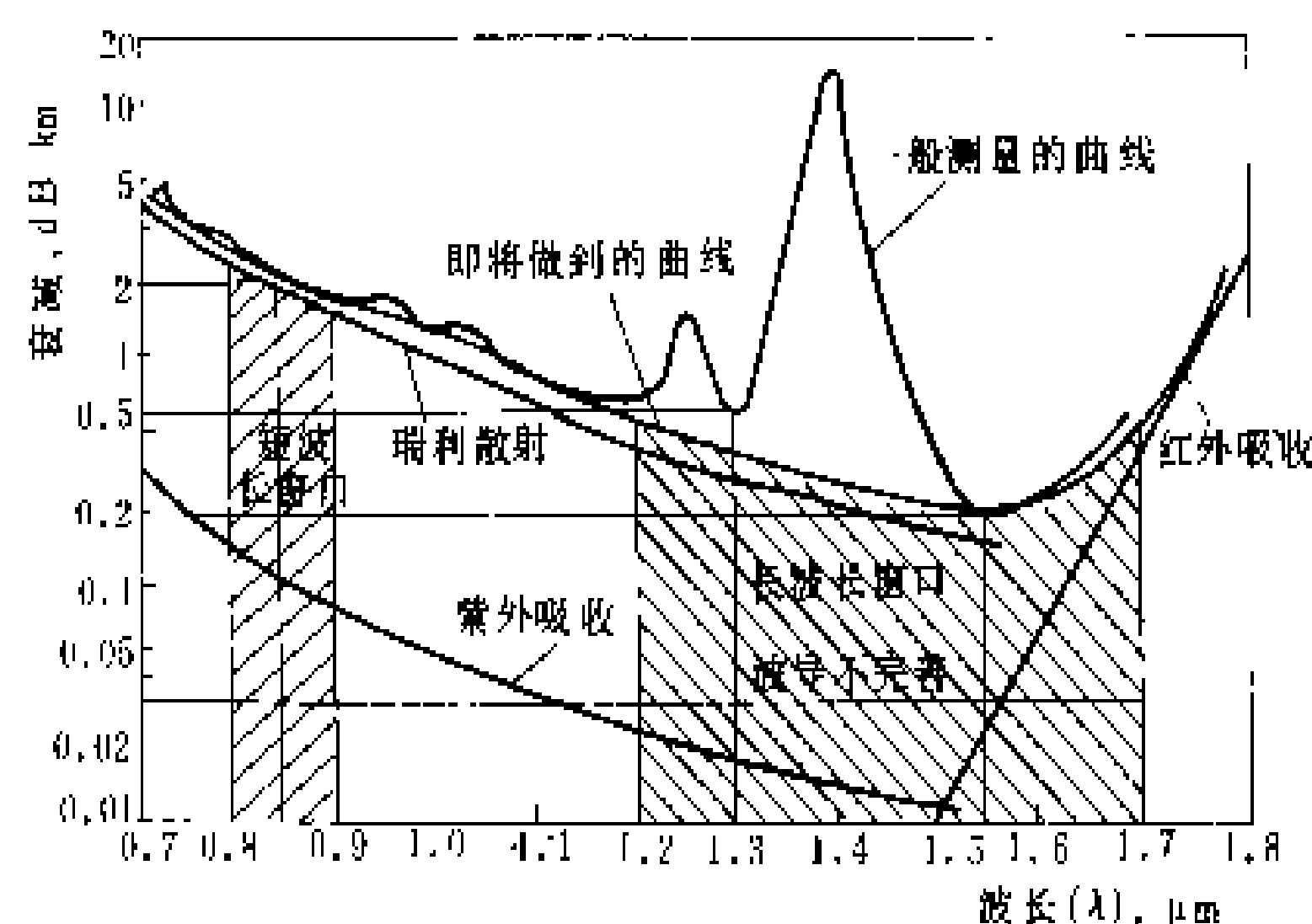


图1 光纤的光衰减波谱特性曲线

**光传输衰减** 光在光纤中传输时产生衰减,其来源大致分为吸收和散射两类。在光纤通信的工作波长范围内以吸收衰减为主。吸收衰减分为本征吸收、杂质吸收和原子吸收三种。本征吸收来自紫外区中电荷转移波动和红外区中振动波动。杂质吸收主要是由玻璃中金属离子产生的,金属杂质提净后与衰减有关的杂质只是OH根,它可在很多波长形成衰减峰。原子缺陷吸收是因玻璃的加热经历或受到射线辐射引起的。散射衰减来自材料的散射,散射又主要分为本征散射和非线性效应散射。本征散射就是透明材料中原子热起伏冻结引起的密度变化和折射率变化,也称为瑞利散射。非线性效应散射只有注入光纤中的光功率很强时才会产生。除上述散射外因光波导结构不规则,纤芯与

## 光纤通信测试 (measurement of optical fiber communication parameters)

为检验光纤通信系统特性进行的测试工作。广义地说,测试对象有光纤、光缆、发光器件、光电检测器、光发送机、光接收机等,需进行的项目很多。从系统安装、运行方面考虑,对光纤线路及设备的测试,主要有光纤线路全程衰减、光发送机输出光功率、光接收机灵敏度、动态范围、信号抖动、比特差错率测试等。以下介绍光纤线路全程衰减、数字式光发送机平均输出光功率、数字式光接收机灵敏度、信号抖动等4个测试项目。

**光纤线路全程衰减测试** 光纤线路在现场安装好后,可以用切断法测试全程衰减。将标准光源输出的光信号注入光纤线路,在线路末端以光功率计测量输出光功率。然后在线路始端切断光纤,测量光源输出光功率。两者的差即光纤线路全程衰减,以 dB 表示。这种方法准确度高,需用设备简单,但测试时需切断原有光纤线路,属破坏性试验方法。另一种非破坏性试验方法是根据背向散射原理,利用光时域反射计,也可测试全程衰减,还可测出衰减沿线路长度的分布,接头衰减等,操作方便,但准确度较低。

**数字式光发送机平均输出光功率测试** 用码型发生器将伪随机码电信号送入光发送机,在发送机尾光纤输出端以光功率计测量输出光功率,即平均输出光功率。测量时,光脉冲应为良好的矩形波,脉冲宽度应基本一致,也不应出现相位抖动现象。

**数字式光接收机灵敏度测试** 数字式光接收机灵敏度是在符合比特差错率要求前提下,光接收机的最低输入光功率。测试时,光发送机送出伪随机码光脉冲信号,经过光衰减器进入光接收机,测量接收机输出信号的比特差错率。增加光衰减值到接收信号比特差错率升高到技术指标要求时,根据光发送机平均输出光功率,光衰减器的衰减,光纤及光纤连接器的衰减,计算接收机实际接收光功率,即灵敏度,一般以 dBm 表示。

**信号抖动测试** 数字信号的抖动是信号脉冲的宽度、间隔与其应有值的时间偏移。光纤通信系统的信号抖动主要有输出最大抖动与输入抖动允许限度两方面。前者是在系统的发送端送出无抖动的伪随机码光信号,在接收端以脉冲编码调制信号分析仪测量其输出信号最大抖动的峰值。后者是在发送端送出抖动可变的伪随机码光信号,在接收端监视输出信号的比特差错率,在比特差错率符合指标的情况下测试发送端信号抖动的允许限度。

### 参考书目

赵梓森, 数字光纤通信系统原理. 北京: 科学出版

包层界面不平滑都将引起散射。光在光纤中传输由于散射的存在使光的一部分能量被包层吸收,一部分造成反射而引起衰减。

**波分复用** 在一根光纤中同时传输二个或多个不同波长的光载波信号称为波分复用。这样可提高光纤通信的经济效益和设计上的灵活性。在光纤成本较高的情况下,这种复用技术很有实用价值。光纤有  $1.2 \sim 1.7 \mu\text{m}$  很宽的低衰减区,相应的频率范围是  $1.5 \times 10^{14} \sim 2.5 \times 10^{14} \text{Hz}$ 。在可见的近期内光纤通信系统的通信容量均在  $1 \text{ Gbit/s}$  以下,所以一个通信系统只占低衰减区十万分之一带宽,还有很多带宽可以利用,波分技术的实现为充分利用光纤开辟了道路。波分复用的基本思想就是将不同波长的光信号  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  通过合波器组合在一起送入一根光纤,经过光纤将合成光送到对方然后用分波器将不同波长的光信号分开以达到在一根光纤上传送多个光信号的目的,如图 2 所示。波分复用使通信系统增加的设备不多,仅增加合波器和分波器,但通信容量可以成几倍的增加。合波器和分波器是波分复用的关键器件,就是通过它们把不同波长的光信号合在一起送入光纤和把通过一根光纤来的多个波长的合成光信号分开。合波器和分波器有三种类型:①棱镜型。利用棱镜对不同波长的色散不同来进行合光或分光。②光栅型。利用光栅的衍射作用来进行合光或分光。干涉膜滤光片型。利用多层膜的滤光作用来合光或分光。

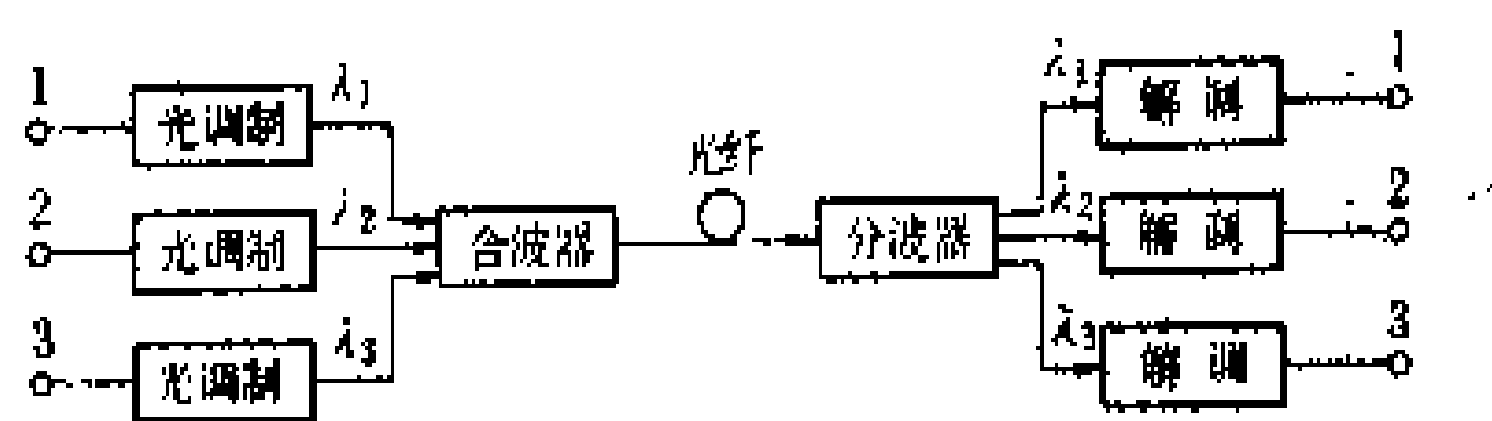


图 2 波分复用原理

**光纤接续** 用加热或其他机械方法把二根光纤拼接起来的过程。为组成长距离通信需要延长光纤的长度,必须把一根光纤与另一根光纤拼接起来。采用电加热熔接方法可以做到接头衰减最小,强度最大。要做到接头的接续衰减小,必须注意被接光纤的内在因素和接续时的外在因素。光纤的芯径、数值孔径、折射率分布等参数的不同将在接头内引起内在衰减。在接续的过程中使被接的二根光纤轴心偏移或连接剖面距离拉开将引起外在损耗。为降低光纤的接续衰减,在接续时必须注意以下二点:①被接续的光纤必须是同类型光纤,尽量作到芯径一致,数值孔径一致,折射率分布一致;②被接续的光纤,接续断面必须清洁、垂直,二根光纤端面的倾斜角度不能超过  $2^\circ$ 。工程上均采用精密的光纤接续机来完成接续工作。

(陈维千)



社, 1984

王延恒. 光纤通信技术基础. 天津: 天津大学出版社,

1990

(陈维千)

guangxin hao moshi

**光信号模式** (optical signal mode) 见光纤通信。

guang zhongji qi

**光中继器** (optical repeater) 在光纤通信系统中, 为补偿光端机间光信号的衰减, 并对失真波形整形而设置的中间设备。光信号在光纤中传输, 由于光纤的吸收、散射而被衰减, 又由于光纤的色散而产生波形失真, 信号质量受到影响。为保证传输质量, 必须每隔一定距离设置一台中继器。光纤通信系统有数字式、模拟式两类, 光中继器也有数字式、模拟式两种。

脉冲编码调制方式的数字式光中继器框图见图1。它由光接收机、再生器和光发送机三部分组成, 原理与脉冲编码调制通信系统的中继器相似。编码的光脉冲信号被接收, 转换为电信号, 放大后经均衡器整形为升余弦波, 以排除码间干扰, 实现峰值判决。再生器对均衡后的信号进行取样、判决、再生, 并恢复定时信号。光发送机将电信号再转换为光脉冲, 注入光纤, 继续传输。这种具有脉冲整形 (reshape)、再生 (regeneration) 和定时信号恢复 (retiming) 三种功能的中继器称为 3R 中继器。有的中继器只具有整形、再生两种功能, 或再生一种功能, 称为 2R 或 1R 中继器。数字式光纤系统可以消除噪声积累, 提高信号质量, 增加传输距离, 适用于多路长途通信, 是光纤通信的主要应用方式。

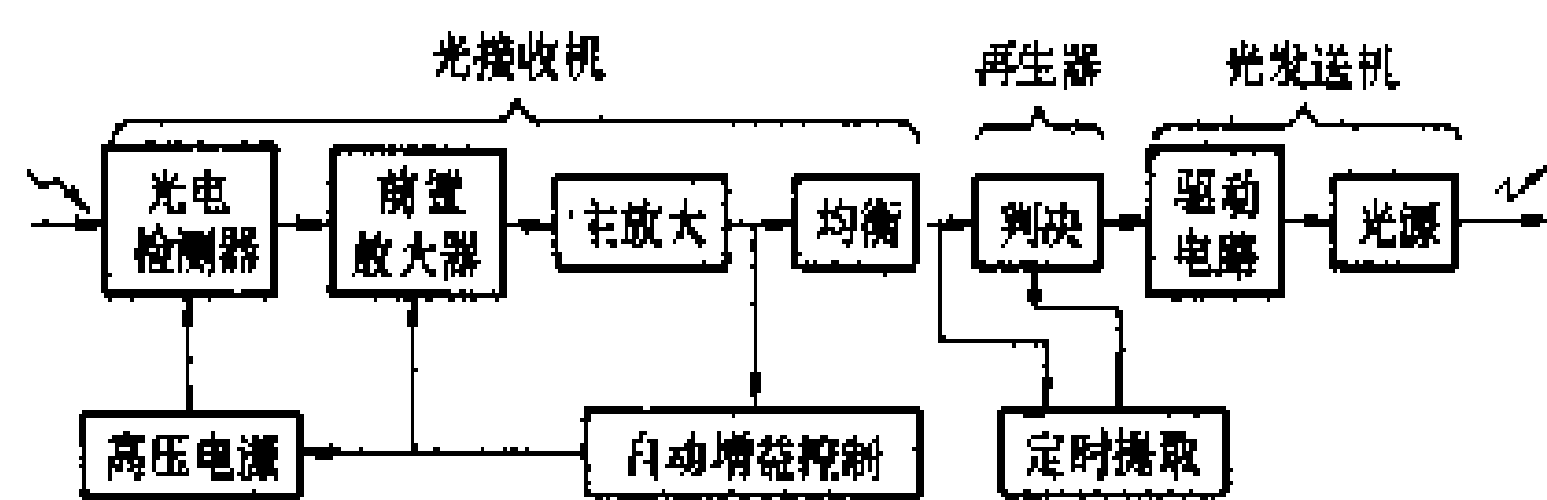


图1 脉冲编码调制方式的数字式光中继器框图

脉冲频率调制方式的模拟式光中继器的框图见图2。它由光接收机、限幅器和光发送机三部分组成。调频的光脉冲信号由光接收机接收, 经光电转换并放大后送入限幅器, 限幅后的电信号通过驱动电路对光源强度进行调制, 再次形成光脉冲信号注入光纤。模拟式光纤系统的电路比数字式的简单, 有噪声积累问题, 主

要用于中、短距离的电视信号传输。

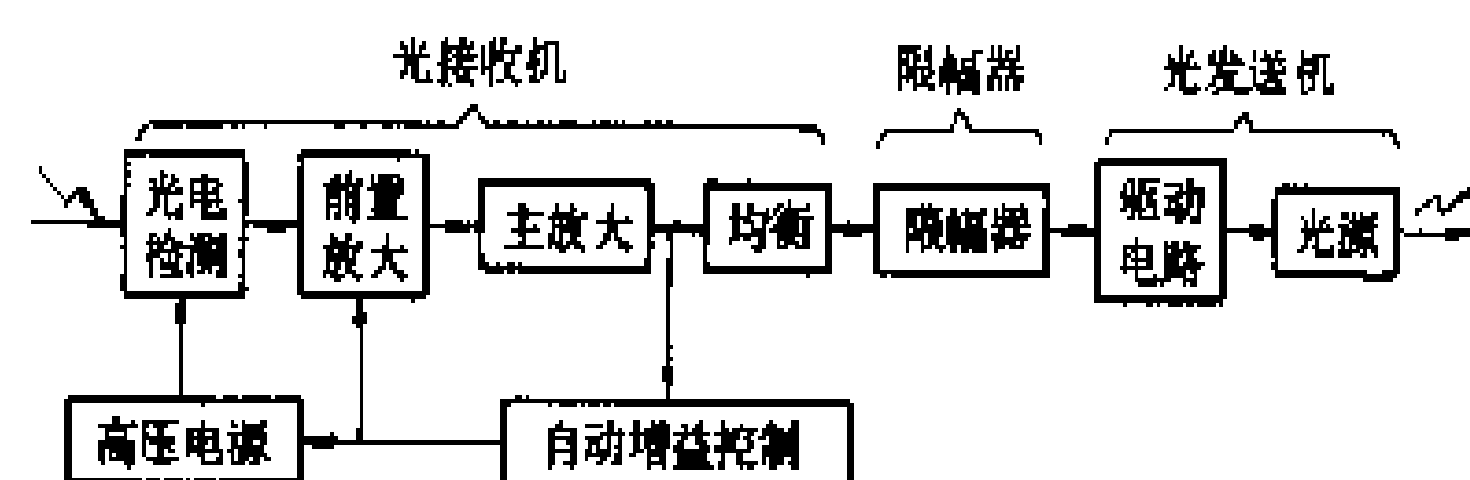


图2 脉冲频率调制方式的模拟式光中继器框图

(陈维千)

guomin jingji hangye yongdian

**国民经济行业用电** (electricity consumption of various economic sectors) 国民经济领域所属各行业用电。它共分7大类: ①农、林、牧、渔、水利业; ②工业; ③地质普查和勘探业; ④建筑业; ⑤交通运输、邮电通信业; ⑥商业、公共饮食业、物资供销和仓储业; ⑦其他事业。

国民经济行业用电和城乡居民生活用电的总和就是全社会的用电。对国民经济行业用电进行分类, 便于说明国民经济各行业用电情况和变化规律, 反映国家电气化程度和发展趋势, 分析研究国民经济增长与电力生产增长、社会产品增长与电力消耗量增长之间的相互关系, 是编制国民经济计划和进行电力分配的依据。

(1) 农、林、牧、渔、水利业。包括这些行业的生产用电及有关的服务业用电。对于乡镇企业(包括乡镇和私营企业)中, 凡符合工业生产条件的, 应列入有关的工业行业。

(2) 工业。包括重工业和轻工业。其中重工业是指生产生产资料的工业, 轻工业是指提供生活消费品和制作手工工具的工业。电力工业生产耗用的厂用电及线损也列入工业用电中。

(3) 地质普查和勘探业。包括矿产、石油地质、海洋地质调查业, 水文、工程和环境地质调查业等(采掘业属于工业, 不包括在勘探业中)。

(4) 建筑业。包括有土木工程建筑业, 线路、管道和设备安装业, 勘察设计业。

(5) 交通运输、邮电通信业。交通运输业包括铁路、公路、航空、水上和管道运输业, 及装卸搬运业。邮电通信业包括邮政、电信和邮电业。

(6) 商业、公共饮食业、物资供销和仓储业。

(7) 其他事业。包括房地产管理业, 公用事业, 居民服务和咨询服务业, 卫生、体育和社会福利、教育、文化艺术等。

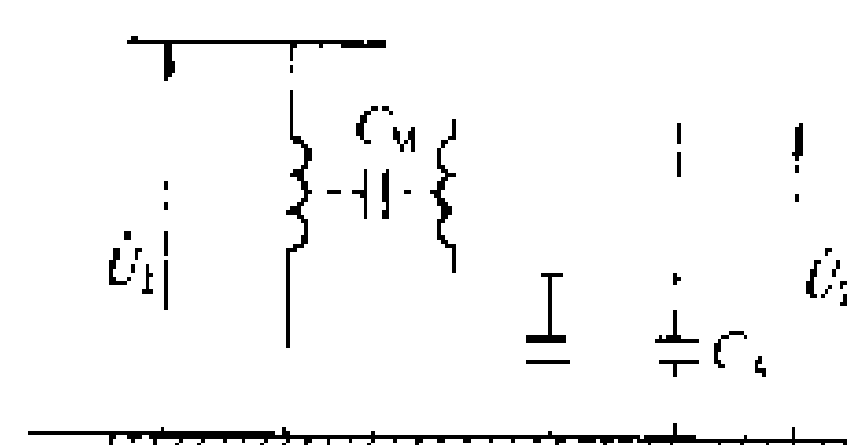
(陈淑真)



# H

绕组间电容量为  $C_M$  的电容，引入到它们的二次绕组和所连接的二次回路及接入设备上。当人身与这些回路或设备接触时，也会接触到这个引来的电压。令二次绕组及其连接回路与接入设备的对地电容为  $C_g$  时，则引入的二次回路对地电压将是  $\dot{U}_2 = \frac{C_M}{C_M + C_g} \dot{U}_1$ 。如果二次绕组连接回路不接地， $C_g$  的数值不大，相应的  $\dot{U}_2$  可能达到很高数值，从而危及互感器二次绕组及其连接回路与接入设备的对地绝缘，和接触者的人身安全。如果二次回路上有一点直接与接地网相连， $C_g$  值将趋于无穷大， $\dot{U}_2$  也就极小，从而避免了高电压的引入。

继电保护二次回路接地 除了安全要求外，在电连通的几台电流或电压互感器的二次回路上，必须只能通过一点接于接地网。一个变电所的接地网并非实际的等电位面，因而在不同点间会出现电位差。当大的接地电流注入地网时，各点间可能有较大的电位差值。如果一个电连



引入到二次回路上的电压。电连通的回路在变电所的不同点同时接地，地网上的电位差将窜入这个连通的回路，有时还造成不应有的分流。在有的情况下，可能将这个在一次系统并不存在的电压引入继电保护的检测回路中，或因分流而引起保护装置在故障过程中的误动作或拒绝动作。经常遇到特别需要注意这个问题的情况有：①几台电流互感器的二次电流回路并联后接到母线保护的差动电流回路。此时，所有的二次电流回路必须只能在并联处的公共点一点接地。②在同一变电所中，常常有几台同一电压等级的电压互感器，常用的一种二次回路接线设计，是把它们所有由中性点引来的中性线引入控制室，并接到同一零相电压小母线上，然后分别向各控制保护盘配出二次电压中性线。对于这种设计方案，在整个二次回路上，只能选择在控制室将零相电压小母线的一点接到地网。③引入多个电流、电压量而又具有公共接地点的变电所信号巡回检测装置和某些测试仪表，如果必要，需把引入的二次回路电流、电压先进行电的隔离，避免形成二次回路的多点接地。

(王梅义)

hulian dianli xitong jingji diaodu

互联电力系统经济调度 (economic dispatching of interconnected power systems) 在满足各电力系统本身需求和不超过互联系统电能交换能力的条件下确定各电力系统发电和交换功率计划，

hehuan yu jiehuan

合环与解环 (loop closing and opening)

在并列运行的电力系统中，将发电厂或变电所间的送电线路连接成环状网络或将环状网络解开。合环运行能提高系统运行的灵活性、经济性、可靠性。可以利用先合环后解环的办法将发电厂或变电所在不解列和不停电的情况下由一个输电网切换到另一输电网。解环运行常是为了减小电力系统短路容量和满足系统运行方式的要求。

合环 若合环点两侧有相位差和电压差，合环后会出现环流，可能引起环路内的电力设备过负荷或使继电器动作而跳闸。在电力系统实际运行中，相位差在  $5^\circ$  以内合环即无问题，但由于系统结构不同，有的系统合环相位差允许  $10^\circ \sim 15^\circ$ ，电压差允许在  $10\%$  以内。在合环前，对合环环流一般都要进行计算，做模拟或实时工况合环试验，根据计算和试验结果确定合环时允许的相位差和电压差。进行合环操作时，若相位差和电压差不符合容许要求，须进行调整。

解环 解环时要尽量减小解环点的有功功率和无功功率潮流，以免解开环网时潮流和电压变化太大，引起系统发生异常或故障。

参考书目

新电气事业讲座编辑委员会，电力系统的计划与运行，刘长垣译，北京：水利电力出版社，1986

(李本智)

huganqi erci hui lu jiedi

互感器二次回路接地 (secondary wiring grounding of current and voltage transformers)

当互感器在系统电压下运行时，其二次绕组的一端及回路在任何时候都与变电所接地网连接。它是保证变电所中互感器二次绕组及其所接回路与接入的继电保护装置、测量仪表等设备和接触这些回路和设备的人员安全的一项重大安全措施。

二次回路的安全接地 施加在电流和电压互感器一次绕组上的系统电压  $\dot{U}_1$  (见图)，通过互感器一二次

使整个互联电力系统的总发电费用和交换费用降至最低的一种调度方法。由于互联电力系统在调度管理、计划周期和控制方式等方面的多样性,经济调度内容及目标也不相同,所以在进行互联电力系统经济调度时不但要考虑电力系统发电费用特性、电力系统和联络线网损、联络线交换功率限制、规定周期的交换电量、无功功率和电压等因素,而且要注意这些因素与机组经济组合、水电调度计划、检修计划和燃料供应计划等配合。一般互联电力系统经济调度仅包括不同周期的两类有功计划:针对某一时刻的交换功率计划和针对某一周期的交换电能计划。而交换电能计划是由一系列典型交换功率计划计算出来的,所以交换功率计划是互联电力系统经济调度的基础。编制交换功率计划有三类做法:①统一经济调度。打开各电力系统界限,按统一电力系统对全部发电厂进行经济调度,校核联络线功率,越限时加以修正,最后计算出各电力系统的发电功率和交换功率计划。这种方式可以达到互联电力系统总体最优。②联合调度,统一协调。对每个电力系统单独进行经济调度得到其等值发电费用特性,协调机构按此特性在各电力系统间调整发电功率并校验联络线功率,使总的费用降至最低。这种方式可以达到或接近总体最优。③分别调度,自行协调。各电力系统单独进行经济调度,将联络线视为等值发电厂(已知边界点交换功率的费用微增率),据以确定本电力系统的发电和交换功率计划,使本电力系统发电费用降至最低。若能及时调整和传送边界信息,这种方式也能接近最优。统一经济调度和分别调度、自行协调实质上是统一经济调度算法,联合调度、统一协调是分解协调经济调度算法。

**互联电力系统经济调度协调方程式** 由电力系统内和电力系统间两类方程组成。设互联电力系统由三个电力系统a、b、c组成,则互联电力系统协调方程式由三个电力系统内协调方程式(1)、三个电力系统内功率平衡方程式(2)及两个电力系统间协调方程式(3)组成。

$$\left. \begin{aligned} \frac{dF_a}{dP_{Ga}} + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ga}} &= \lambda_a \\ \frac{dF_b}{dP_{Gb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Gb}} &= \lambda_b \\ \frac{dF_c}{dP_{Gc}} + \lambda_c \frac{\partial P_{Lc}}{\partial P_{Gc}} &= \lambda_c \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

$$\left. \begin{aligned} P_{Da} + P_{La} + P_{Ea} - P_{Ga} &= 0 \\ P_{Db} + P_{Lb} + P_{Eb} - P_{Gb} &= 0 \\ P_{Dc} + P_{Lc} + P_{Ec} - P_{Gc} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$$\left. \begin{aligned} \lambda_a + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ea}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Ea}} &= \lambda_c - \lambda_c \frac{\partial P_{Lc}}{\partial P_{Ea}} \\ \lambda_b + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Eb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Eb}} &= \lambda_c - \lambda_c \frac{\partial P_{Lc}}{\partial P_{Eb}} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

式(1)~式(3)中 $P_G$ 为各电力系统发电功率(可以是系统内各发电厂发电功率的集合); $P_E$ 为各电力系统交换功率(净输出功率); $P_L$ 为各电力系统网损; $P_D$ 为各电力系统有功负荷; $\lambda$ 为各电力系统等值发电费用微增率; $dF/dP_G$ 为发电费用微增率; $\partial P_L/\partial P$ 为各电力系统发电或交换功率的网损微增率。式(1)和式(2)进行各电力系统内部经济负荷分配,式(3)协调各电力系统间的交换功率,从式(1)到式(3)得到的 $P_G$ 、 $P_E$ 和 $\lambda$ 使互联电力系统总发电费用和交换费用达到最低。

**互联电力系统网损和联络线功率计算公式** 采用潮流计算可以得到式(1)~式(3)中的网损和各联络线功率,但为了计算的快速性可以用发电功率和交换功率直接表示网损和联络线功率。用经典的B系数形式可以将互联电力系统网损表示为(仅以a、b两个电力系统为例)

$$P_L = [P_{Ga} \ P_{Gb} \ P_E] \begin{bmatrix} B_{La} & B_{Lb} & B_{LE} \\ B_{La} & B_{Lb} & B_{LE} \\ B_{La} & B_{Lb} & B_{LE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Ga} \\ P_{Gb} \\ P_E \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中B为网损公式系数,它们与统一电力系统B系数一样是在某些假设条件下消去众多与网损有关的因素而得到的,用在互联电力系统协调方程的求解过程中快速近似计算网损及其微增率。

在解互联电力系统协调方程式过程中需要校核各联络线功率的时候,也可以用类似于B系数的方法将其表示为发电功率和交换功率的函数

$$P_T = CP_G + DP_E + F \quad (5)$$

式中 $P_T$ 为联络线功率,C、D、F均为系数矩阵,它们是在某一网络接线、参数和节点电压条件下计算出来的。式(5)可以在互联电力系统协调方程式的求解过程中快速近似计算各联络线功率。

**互联电力系统交换功率和交换电能限制** 电力系统间协调方程式(3)可以化为对 $\lambda$ 的比例关系式

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a \\ R_b \end{bmatrix} \lambda \quad (6)$$

式中R为交换功率的网损修正系数的倒数。从式(6)可以看出:不考虑网损时各区域发电费用微增率相等即是联合电力系统经济运行条件,考虑网损修正时R按各电力系统交换功率引起网损的不同修正其 $\lambda$ ,使交换功率网损大者少发电,网损小者多发电。利用网损修正同样的原理,可以在电力系统间协调方程式中引入交换功率调正因子 $K_E$ 以控制各电力系统交换功率,即

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & K_{Ea} \\ R_b & K_{Eb} \end{bmatrix} \lambda \quad (7)$$

增加某一电力系统的 $K_E$ 可以增加其发电功率,随之



增加其交换功率,反之亦然。所以通过调整  $K_E$ ,可以使各电力系统交换功率达到计划值。

互联电力系统经济调度不仅有各时段交换功率限制,还有某一周期交换电能的限制。因为交换电能计划是通过一系列典型交换功率计划实现的,所以可以在式(7)中再引入交换电能调整因子,调整其大小使规定周期内交换功率之和(交换电能)达到计划值。

随着计算技术的发展,将为互联电力系统网损、联络线功率、交换功率限制和交换电能限制等计算提供更新的手段。

(于尔铿)

hulian dianli xitong yunxing

**互联电力系统运行** (operation of interconnected power systems) 两个或两个以上电力系统互联并按合同或协议交换电能的运行状态。

互联电力系统运行的效益 ①由于各区域间气候差和时差等因素有可能改善总的负荷曲线形状,降低峰谷差;②由于能源结构、地理分布和季节性用电等方面的差别,扩大了电能供需的调节能力,有可能更合理地利用动力资源;③可以减少备用容量,并可以使用更大容量的机组;④在事故或紧急状态下相互支援,提高各电力系统安全运行水平。这些效益随联络线交换电力和电量的能力而增加,同时随调度与控制的协调水平而提高。

互联电力系统调度管理体制 它与产权、能源配置及发展历史有着密切的关系。互联电力系统的调度管理体制为联合调度,通常有以下几种方式:①自行协商。各电力系统独立进行调度,将联络线看成是可供选择的电源(购电)或负荷(售电),按联络线上的电价确定与相邻系统的交换合同。例如欧洲发输电协调联盟(UCPTE)的互联电力系统,各国独立进行电力和电量平衡,与邻国协商电能交换合同。②由较大电力系统主持协调调度。例如美国东北联合电力系统以其中一个大的电力系统协调全系统的安全与稳定问题。③设联合调度所协调电力系统之间的调度工作。例如日本9个电力公司所属电力系统的互联电力系统,设有中央和地区两级联合调度所,协调各电力系统间的电力交换与经济运行。东欧互联电力系统设有联合理事会和联合调度所协调各国之间的交换计划,但不干涉各国内部电力系统的调度。④统一考虑经济调度。例如美国邦维尔电力局(Bonneville Power Administration, BPA)互联电力系统设有联合调度机构,统一编制互联系统的经济调度计划,而且不进行联络线功率控制。

互联电力系统调度计划 也称为交换计划或交换合同。在电力系统之间或在联合调度机构与各电力系

统之间需要制订联合调度计划或合同,它们包含有从经济角度出发提出的交换电力和电量计划,还包含有保证实现交换计划的结算规则及安全措施。自行协商的电力系统仅根据本系统电力平衡情况和联络线上的电价就可以决定与其他系统的交换合同,使本系统供电成本最低。设有联合调度机构的情况比较复杂,一般由它来制定调度协议,提出交换计划,监视并保证其实现。首先根据各电力系统年负荷预测、水库调度计划、燃料供应计划和检修计划,从全局考虑确定全年的互联系统交换计划。每月根据执行计划的情况,针对非预想的负荷变化、意料外的水库来水和用水情况、计划外检修等,协调修正月计划。每日通报互联系统情况和气象情况,随时监视和协调交换计划的执行情况。联合调度机构负责协商和制订调度协议,其内容包括正常交换功率控制标准,电量偏移的补偿及结算规则,联络线潮流限制值(合同值或安全限制值),无功功率及电压调整原则,正常运行状态的发电备用规则,事故和紧急状态下的电力支援和互联系统解列规则等,并随运行条件的变化随时进行协调和修订。

互联电力系统控制 主要是电力系统之间的联络线功率控制。由短期交换计划(合同)可以确定各电力系统间各时段的交换功率值,各电力系统的自动发电控制装置可以选择恒定交换功率或频率和联络线功率偏移方式,按规定的误差标准实时控制,并对积累偏差进行补偿。在系统故障状态下,按照安全限制进行支援;在规定的时间内不能缓解时,发生故障的系统自动切负荷;在规定的时间内不能消除故障时,发生故障的系统对外解列。此外,在联络线上还设有各种必要的安全自动装置。

(于尔铿)

hulian xitong kekaoxing

**互联系统可靠性** (interconnected power system reliability)

对两个或两个以上通过联络线互相连接的发电系统内,各个发电系统或互联整体的发电容量的充裕度的量度。早在20世纪40年代人们已经认识到将电力系统互联是改善系统可靠性综合水平的有效途径,并开始研究估计互联系统可靠性的方法。实际上,由于互联系统可以利用各系统负荷特性之间和发电机组强迫停运之间的分散性并相互提供支援容量,因此,各个系统具有比单独运行时更高的充裕度;反之,如保持与未互联时相同的可靠性水平,则互联的结果可使各系统所需的备用容量减少。互联取得的实际效益与各个系统的装机容量和类型,联络线的传输容量及强迫停运率,各系统的负荷水平、相关性和不确定性,以及在紧急情况下系统之间相互支援的协



议形式等因素有关。因此,估计互联系统可靠性的方法,虽然原则上与孤立系统并无重大差别,但问题的复杂性已大大增加。由于各国电力系统的建设都是从单区域系统向多区域联合系统发展,确定互联系统效益方法的研究已成为发电系统规划和运行的一个重要课题。目前已有若干种估计互联系统可靠性的方法:概率数组法,等效支援机组法,线性网流法和全随机网流法等。

**几种方法的比较和应用** 20世纪50年代初。开始了互联系统容量效益的研究。60年代将估计孤立系统可靠性的LOLP法推广应用到互联系统,为后来广泛应用的二维概率数组法奠定了基础。此后到70年代初,又提出了分析孤立系统的电力不足频率和持续时间法(F&D法),并将其推广应用于两互联系统。虽然这种方法仍是基于二维概率数组法的原理,但计算的可靠性指标除LOLP外,增加了F&D两个指标。此后,由于二维概率数组法在分析两个以上的复杂互联系统时的固有缺点,在二维概率数组法的基础上加以改进,提出了使计算效率大大提高的等效支援机组法。目前,对两个互联系统和两个以上但不构成环网的互联系统,上述两种方法的应用已可获得满意的结果,特别是等效支援机组法具有更广的适应性。但是,对于构成环网的复杂互联系统,上述两种方法都存在很大的局限性。在70年代中期又取得突破性进展,提出了线性网流法。这种方法的主要特点是用线性网络模型来模拟复杂互联系统网络,其原理与上述两种方法不同,应用上不受互联的系统数目和网络拓扑结构的限制,但计算结果只能得到一个可靠性指标,即LOLP指标。80年代初又提出了一种线性网流法的新算法,使计算的可靠性指标除LOLP外,还可得到F&D和EENS。此后,为进一步提高对复杂互联系统的计算效率,又研究了用全随机网流法取代线性网流法的新方法,从而使计算时间减小了两个数量级。此外,在苏联和欧洲一些国家,还采用模拟法(或模拟法与解析法相结合)来分析复杂互联系统的可靠性。模拟法的优点是数学模型简单,因此,可用于任何复杂的互联系统,但缺点是计算时间长,精度低,故应用也不是很普遍。

**可靠性指标** 互联系统的可靠性指标主要有:LOLE, LOLP, F&D和EENS。近年来还有用SM(系统一分)指标的(见发电系统可靠性指标)。

#### 参考书目

Cook V M, Galloway C D, Steinberg M J et al. Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-82, 1983

比林顿,阿伦著.电力系统可靠性评估.周家启,任震译.重庆:科学技术文献出版社重庆分社,1986

(Billinton R, Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman, Plenum Press, 1984)

(杨蔚百)

hutiao shizhen

#### 互调失真 (intermodulation distortion)

在通信系统中,信号通过非线性部件时因信号不同频率分量互相调制而引起的波形失真。

例如,两个信号频率 $f_1$ 和 $f_2$ ,它们的互调产物的频率为 $f = mf_1 \pm nf_2$ ,其中 $m$ 和 $n$ 为正整数。 $m+n$ 称为互调产物的阶数。如 $m+n=2$ 时则称为二阶互调产物, $m+n=3$ 时则称为三阶互调产物。三阶互调产物 $2f_1-f_2$ 或 $2f_2-f_1$ 距 $f_1$ 或 $f_2$ 最近,影响也最大。

新型电力线载波机的收发频带常是紧邻的。为防止发送频带中的互调产物落在接收频带内,国际电工委员会标准IEC 495规定,自电力线载波机发送频带边缘起到2倍频带宽度的范围内,各种谐波、互调产物在各频率点的电平应比标称发送电平低56~80 dB。该标准还规定,电力线载波机中,数据信号在电话通路中引起的串扰使电话通路内加权噪声功率的增加不应超过-60 dBm0p。一对多路载波机中各电话通路间的串音衰减应在60 dB以上。

(陈遵元)

Huabei dianli xitong

**华北电力系统** (North China electric power system) 见中国电力系统。

Huadong dianli xitong

**华东电力系统** (East China electric power system) 见中国电力系统。

Huazhong dianli xitong

**华中电力系统** (Central China electric power system) 见中国电力系统。

huodian chang changzhi xuanze

**火电厂厂址选择** (selection of thermal power plant site) 根据火力发电厂的特点和运行管理需要,结合地区电力发展规划,通过调查勘探和全面的技术经济比较,选定符合要求的厂址的工作。这是一项涉及多个专业的综合性工程任务,也是火力发电厂设计前期工作中可行性研究报告的一个组成部分。

厂址选择中应重点考虑的问题是:便于施工,节约投资,并保证电厂长期安全经济运行。

**工作程序** 大型火电厂的厂址,涉及地区规划和



工业布局,相互影响很大,需统一协调的问题也很多,为慎重起见,一般在初步可行性研究阶段进行规划选厂,在可行性研究阶段进行工程选厂。

**规划选厂** 以中长期电力规划为依据,在比较大的地区范围内选出几个适于建厂的地点,开展调查研究,作出技术经济条件的对比论证,推荐出最佳厂址,提出有关厂址的建设顺序和建设规模,搜集必需的原始数据和条件,编制初步可行性研究报告,经审批后,由工程项目的建设单位提出项目建议书,经决策部门批准,列入国家建设计划。

**工程选厂** 以批准的项目建议书或审定的初步可行性研究报告为依据,对厂址作详尽的调查研究,进行必要的勘测,签订各项协议,落实建厂条件,作出厂址方案的技术经济比较,提出推荐厂址并编制可行性研究报告,经审批后,由项目的建设单位提出设计任务书,经决策部门批准,作为开展和审查初步设计的依据。

**厂址选择的基本原则** 厂址选择应综合考虑各方面的要求。

**场地** 厂址位置应根据电力规划、燃料资源、地区的自然条件、水源、灰场、交通运输和建设计划等因素全面考虑后确定。厂区用地应满足生产要求,但又必须节约,少占农田,避免房舍、人口过多地拆迁,尽可能减少土石方工程量,并根据生产、施工和生活区的需要分期征用。厂址高程应高出频率为1%的洪水位,否则,须有可靠的防洪、防涝等防排设施。

**燃料** 按照中国的能源政策,火电厂应以动力煤作为主要燃料。为避免燃料的长途运输,提倡建设紧靠煤矿的矿口电厂。需要采用铁路和海路长途运输的火电厂,应保证煤质,减少杂质。为节约能源,提倡建设热、电合供的热电厂和工业企业自备的热电联产电厂。

工程选厂阶段,须取得燃料供应协议。

**供水和水源** 在有地表水可供利用的条件下,应利用河流、湖泊、水库和海水作为冷却水源,采用直流供水系统;只有在地表水不敷需要或直流供水在技术经济上不合理时,才采用循环供水系统或直流-循环混合供水系统。

在地表水不足的地区采用地表水作水源时,需采取措施保证水源不致受到污染,电厂温排水造成的热污染不致超过规定标准,生态环境不致遭到破坏。

采用地下水作为水源时,必须进行水文地质勘察,对地下水贮量作出可靠的评价,经国家矿产贮量委员会批准,并取得主管部门同意在 $P=97\%$ 枯水年保证供水量的文件。

**灰渣处理** 火电厂的除灰系统,应根据灰渣数量,输送条件和运输设备的性能,综合比较决定。中国火电

厂多采用水力除灰系统,厂外除利用管道输送外,有时结合厂址的具体条件,利用车辆或船舶运输。对粉煤灰的排除,多采用气力除灰系统或气力-水力联合除灰系统。为节约用水和煤灰综合利用,提倡干式除灰系统。

根据长期运行的需要,电厂须设有容量足够的储灰场地,其存储量应满足电厂规划容量存放20年的需要。灰场尽量利用山沟、洼地、滩涂;可分期分块建成,避免占用农田,并考虑利用灰场造地还田的可能。灰场需采取措施防止灰尘飞扬和排水污染。

**交通运输** 中国多利用铁路作为火电厂的燃料、设备和器材的主要运输手段。沿海、沿江条件适宜的地区,多采用水运。

进厂铁路,需选定合适的接轨车站,妥善处理车站和厂址的平面联系及高程联系,接轨距离应尽量短捷。

水运的运输能力大,运费低廉,但码头和有关设施投资大,应根据厂址条件,选择河道稳定、水流平缓、水域开阔、地质良好的地段,通过技术经济比较,选定水运码头的位置。

公路运输灵活性高,但运量小,运费高,一般在不具备铁路运输条件时,才采用公路运输。

在工程选厂阶段,须取得有关部门的承运、接轨及码头建设等协议。大型电厂的超大设备和机件的运输,亦须在选厂中研究比较,落实运输方案。

**地质** 选厂时必须搜集有关厂址的地质资料,并对地质条件作出鉴定分析,要求厂址布置在区域地质构造稳定,近代地质活动平静的地段,并对厂址的环境地质条件作出评价;厂址不允许设在滑坡、溶岩发育或地震断裂等地带。根据地质条件需要,对厂址提出地基处理措施。

中国是地震频发地区,需对地震调查和科学判断给予高度重视;在确定地震烈度时,需取得主管部门的鉴定文件。厂址不应设在9度以上的地震区,大型主力电厂不应设在9度地震区。

**出线** 根据电网结构、电厂的规划容量作出电厂的接入系统设计,按发展规划确定不同电压的出线回路数,并和当地主管部门订立出线走廊协议。

**环境保护** 按照电厂的规划容量,在选厂时研究采取适当措施将向大气、水体排放的污染物和噪声严格控制在国家标准以内,并编制《环境影响评价报告》,报请主管部门审批。

**施工条件** 选厂时应同时选定施工场地和生活区,作出施工组织初步规划,本着远近期结合、近期为主的方针,在保证需要的同时,合理使用,节约用地。

**特殊要求** 厂址须满足军事设施、电台、通信、机场、人防等方面的特殊要求,并和有关部门签订协议。

厂址应避让重点保护的文化遗址,也不宜设在有



重要开采价值的矿藏上。

(王濂来)

huobi shijian jiazhi

货币时间价值 (time value of money)

随时间而变化的货币价值形式。在可靠性经济学分析中,费用通常用货币表示,并可分为一次性支付费用和每年支付费用两类。此两类费用之间必须经过货币的时值折算才能进行比较。

基本形式 货币时间价值有现在值、将来值、等年值、递增年值 4 种形式。

(1) 现在值。某一指定年份的货币价值,而且一般是指作为方案比较的起始年份。现在值法是经济比较中常用的方法之一。此法把所有不同年份发生的各种形式的费用都折算到作方案比较的起始年份,取现在值最小的方案为最优。中国采用此法。

(2) 将来值。考虑利息后的货币价值形式。它是利率、时间长短和现在值的函数。

(3) 等年值。若干年内以每年等额支付的费用。采用等年值法作经济比较时,需将各种形式的费用都折算成等年值,然后再取小者为优。国外常用此法。它能

显示不同方案的年效益。

(4) 递增年值。一种每年发生的且逐年等额增加的费用。

基本转化公式 货币时间价值有三种基本转化公式,即分别由现在值、等年值以及递增年值求将来值。

(1) 已知货币的现在值,考虑投资效益和时间长短,求将来值的计算公式为

$$F=P(1+i)^n$$

式中  $F$  为将来值;  $P$  为现在值;  $i$  为最小投资收益率;  $n$  为计算年数。

(2) 已知货币的等年值,考虑最小投资收益率和时间长短,求将来值的计算公式为

$$F=A\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}\right]$$

式中  $A$  为等年值。

(3) 已知递增年值,考虑最小投资收益率和时间长短,求将来值的计算公式为

$$F=\frac{G}{i}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$$

式中  $G$  为递增年值。

(郭永基)



1 或 0 整数变量。然后,电力系统机组的经济组合问题可以当作线性的整数规划问题求解。

(李朝安)

# J

jizu jingji zuhe

**机组经济组合** (unit commitment) 在确保电力系统安全运行的条件下,在日或周的运行周期内合理地选择运行机组和安排其开停计划,使得周期内系统的燃料耗量(或费用)最少。它的具体任务包括:①当系统负荷在一天的某一段时间内(如夜晚)下降到某一数值,以致运行机组的总功率大大超过负荷和旋转备用所需的数值时,确定是否停用部分机组,而在次日负荷上升时再重新投入运行;②确定各个时段的机组优先开停次序和制定机组开停时间表;③核算机组起停所耗费的燃料是否会抵消低谷时停运部分机组使余留机组运行效率提高所获得的燃料节约量。在选择机组的经济组合时,除经济性理由外,还要考虑系统的安全要求和影响机组起停的其他特殊技术限制条件。

机组经济组合的实用算法有优先顺序法和动态规划法,处在试验研究阶段的有混合整数规划法。

**优先顺序法** 按运行要求将机组划分为必开机组,必停机组和可开可停机组。将必开机组排在优先顺序表中最前面,必停机组排在最后,可开可停机组按照单位煤耗值自小至大排在中间。然后,按照等微增率原则,在优先顺序表中选择出满足系统负荷要求的机组经济组合。优先顺序法原理清楚,使用简便,计算工作量小,是电力系统运行调度中广泛采用的方法。这一方法的缺点是,当考虑机组起动燃料耗量时,需附加大量计算工作,且算法不够严密。

**动态规划法** 将各时段机组的开停状态组合为状态变量,任一时段机组的停用和开起(决策)都引起机组组合状态的转移。于是,机组的经济组合问题可以看成多步决策过程,因而可以采用动态规划法求解。动态规划法能考虑机组的起停燃料耗量和其他限制条件。但是,由于电力系统的机组组合数相当庞大,直接采用动态规划法,计算工作量太大,故又提出采用优先顺序和动态规划相结合的混合算法。

**混合整数规划法** 将机组的燃料耗量特性曲线用多个直线段表示,取机组的发电功率和开停操作作为决策变量,且发电功率定为连续变量,机组开或停定为

jiben tuhe tadianchang

**基本负荷发电厂** (base load power plant)

承担电力系统日负荷曲线基本部位负荷的发电厂(见电力系统调峰)。基本负荷一般指日负荷曲线最低负荷以下的部分。基本负荷大部分由基本负荷发电厂供应,其余一小部分由夜间低谷负荷时不停机的中间负荷发电厂供应。基本负荷发电厂是系统中运行最经济的,除检修或事故停机外,均连续运行,所带负荷变动较小。基本负荷发电厂有:径流水电厂、核电厂、按给定热负荷运行的供热式火电厂、带强制负荷的火电厂、燃用劣质煤的火电厂、洪水期各种类型的水电厂等。水电和火电比重不同的电力系统,基本负荷发电厂的选择也不同。在水电比重大、水库调节性能好的电力系统中,主要由火电厂承担基本负荷。在火电为主的电力系统中,按煤耗微增率的增长顺序,由煤耗微增率(或成本微增率)低的高温高压发电厂承担基本负荷。

(李朝安)

jibenxing tongxin guiye

**基本型通信规约** (basic mode control protocol for data communication)

面向字符的半双工或全双工数据链路通信传输控制规约。它适用于网络中数据终端或数据处理设备之间的通信。其特点是以码组方式传输信息。典型的基本型通信控制规约是由国际标准化组织(ISO)制定的,共有六个标准。中国在参考了 ISO 有关标准和其他国家标准的基础上制定了国家标准 GB3453—82《数据通信基本型控制规程》,该规程的基本内容包括字符编码与字符结构、传输控制字符、文电格式、站间会话控制、放弃和中断控制、差错控制、信息电文的透明传输和快速数据传输等。

**字符编码与字符结构** 采用 GB1988—89《信息交换用七位编码字符集》中规定的字符编码。规定了起止式和同步式两种字符结构,如图 1 所示。

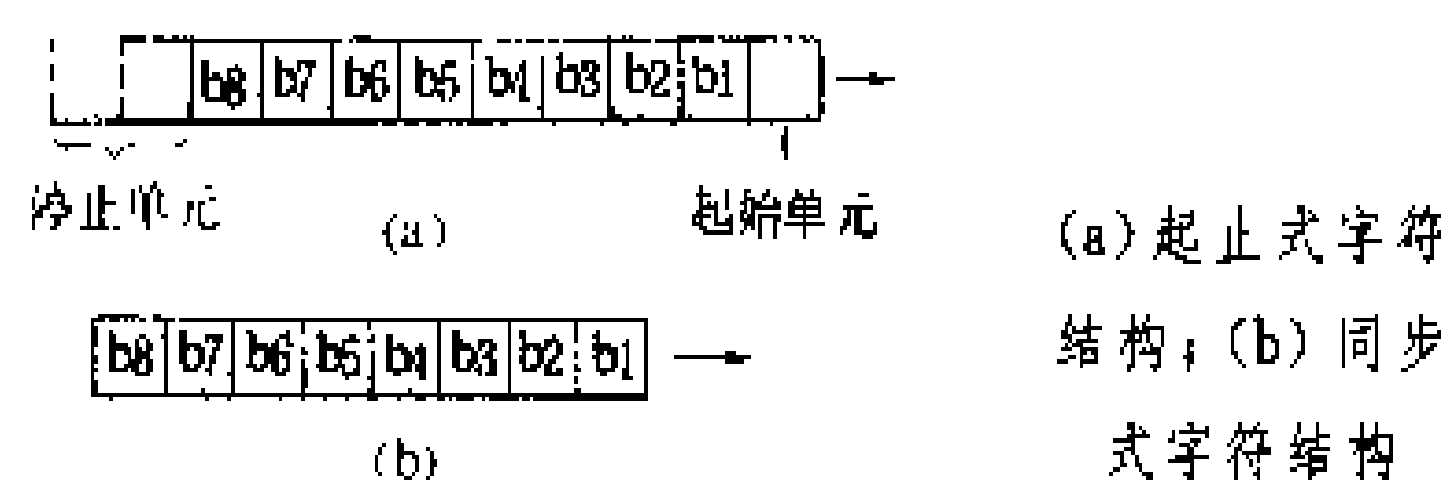


图 1 字符结构

**传输控制字符** 由 DLE 扩充的字符序列可参见国家标准 GB3453—82。现给出规定的 10 种基本传输



控制字符。

SOH——标题开始 (TC<sub>1</sub>)：信息文电标题的第一个字符；

STX——正文开始 (TC<sub>2</sub>)：引出正文并且结束标题的字符；

ETX——正文结束 (TC<sub>3</sub>)：结束一个正文的字符；

EOT——传输结束 (TC<sub>4</sub>)：结束一个或多个正文传输的字符；

ENQ——询问 (TC<sub>5</sub>)：请求远程站给予应答的字符；

ACK——确认 (TC<sub>6</sub>)：接收站发向发送站作为肯定应答的字符；

DLE——数据链转义 (TC<sub>7</sub>)：改变有限个后随字符含义的字符；

NAK——否认 (TC<sub>8</sub>)：接收站发向发送站作为否定应答的字符；

SYN——同步空闲 (TC<sub>9</sub>)：同步式传输系统中用作同步的字符；

ETB——码组传输结束 (TC<sub>10</sub>)：当传输的信息文电分成若干码组时，用以表示信息码组传输结束的字符。

文电格式

(1) 信息文电。由标题和正文组成。正文是要传送的信息，标题是与正文传输和处理有关的辅助信息。信息文电或信息码组有五种基本格式，如图 2 (a)～图 2 (e) 所示。

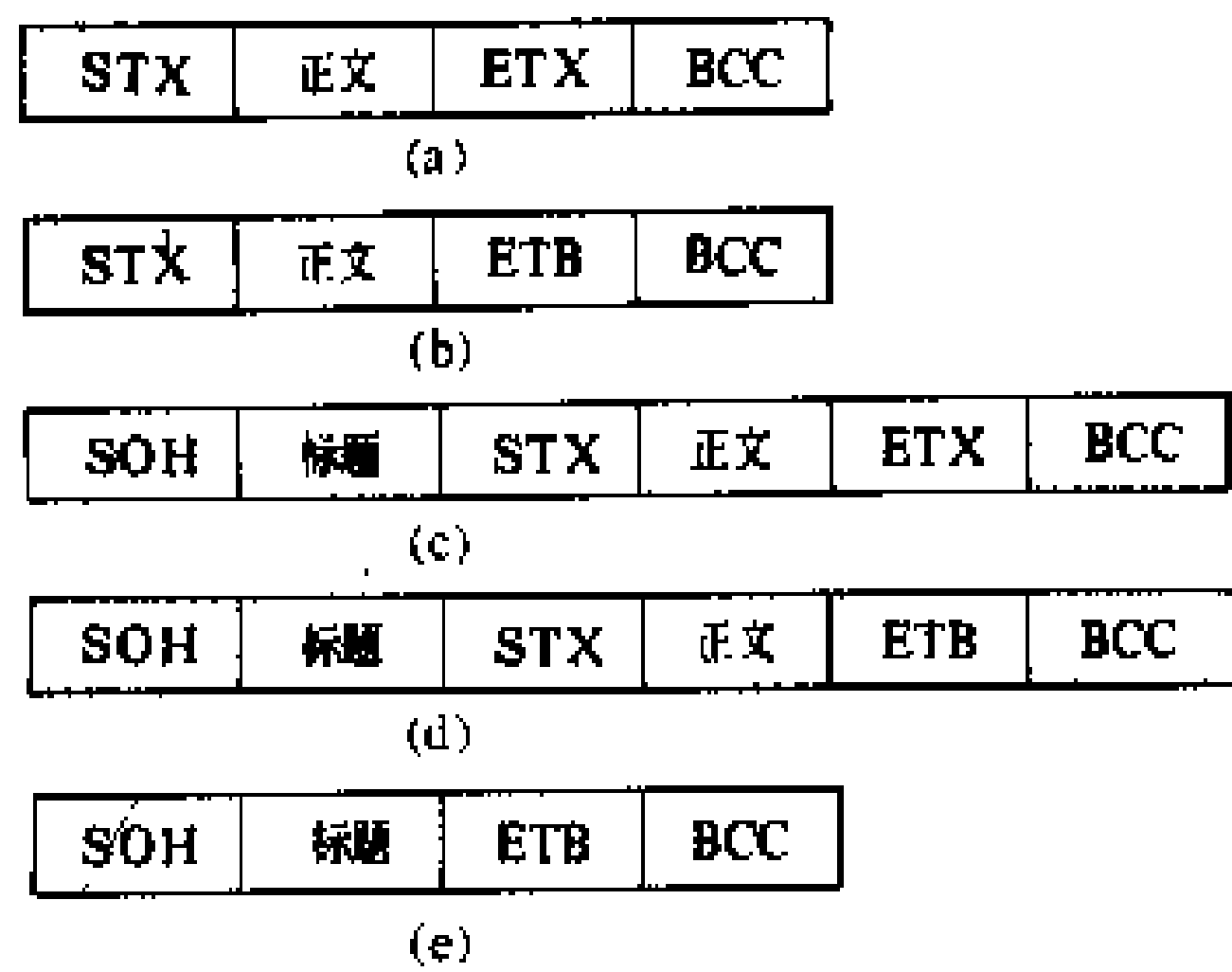


图 2 文电格式  
BCC—帧校验码

(2) 监控序列。由传输控制字符和图形字符组成的序列。它包括正向监控序列和反向监控序列。正向监控序列是由主站发向从站的控制序列，如探测序列、拆线序列等，反向监控序列是由从站发向主站的控制序列，如对拆线序列的回答序列、对站识别序列的肯定回答序列或否定回答序列等。其具体形式如下。

探测序列——探测地址·ENQ；

拆线序列——(前缀) DLE·EOT；

对拆线序列的回答——(前缀) DLE·EOT；

对站识别序列的肯定回答——(前缀)·ACK。

上述形式中的“·”表示字符间连成序列。

前缀可以包括标识信息、地址信息、状态信息和其他所需要信息中的一个或多个信息。

主站是具有选择从站和向从站发送信息文电的权力的站。

从站是从主站接收信息文电的站。

站间会话控制 数据通信阶段包括三个阶段，在不涉及公用交换网络的连接阶段(交换、识别)和拆线阶段的情况下，站间会话控制包括：①建立数据链路(对于点对点系统，采用竞争方式；对于集中式系统，采用探测/选择方式)。②信息传输。③数据链路的拆除。

放弃和中断控制 放弃控制是由主站启动的控制，它包括码组放弃和站放弃。中断控制是由从站启动的控制，它包括码组中断和站中断。

差错控制 可采用垂直校验(VRC)、水平校验(LRC)和循环冗余校验(CRC)。一般情况下采用VRC+CRC，在低速异步通信中则采用VRC+LRC。

信息电文的透明传输 通过插入或删除DLE的方法实现编码独立的信息电文传输。

快速数据传输 通过可以改变站的主从关系的方法实现快速数据传输。

(马永超)

jixian guzhang qiechu shijian

极限故障切除时间 (critical fault clearing time) 见暂态稳定计算。

jicheng dianlu jidian baohu zhuangzhi

集成电路继电保护装置 (integrated-circuit relay protection equipment) 以集成运算放大器和集成门电路为基础构成的保护装置，属静态继电器。

集成电路继电保护包括故障起动、测量元件和逻辑电路两部分。集成运算放大器用于交流信号的运算、处理和线性放大，用以构成故障起动和测量元件。逻辑部分用集成门电路构成。装置的跳闸出口继电器可用干簧继电器、小型电磁继电器或可控整流器。

运算放大器 集成运算放大器是一个由多个晶体管组成的差动放大器，有两个输入端，一个输出端和正、负电源引出端。有的运算放大器还有调零和连接消除自激的补偿电容的端子。

等效电路 图 1(a)是运算放大器的等效电路。 $U_N$

所在输入端叫做反相输入端,  $U_P$  所在输入端叫做同相输入端。输入阻抗是一个电阻网络, 有差模(信号加在两输入端子之间)和共模(信号同时加在两输入端子和 0V 之间)两种接法。输出是一个电压源, 产生电动势  $K_o(e_2 - e_1)$ , 此处  $K_o$  是运算放大器的开环放大倍数即开环增益。主要参数有开环增益  $K_o$ , 共模抑制比

CMRR, 输入阻抗和最大输入电压等。

开环增益  $K_o$  运算放大器在开环(即没有反馈)状态下, 对小于 200 Hz 的差模交流输入信号的放大倍数, 一般为  $10^4 \sim 10^6$ 。开环增益也用对数形式  $20 \log K_o$  表示, 单位为分贝 (dB)。  $10^4$  等于 80 dB,  $10^6$  等于 120 dB。

共模抑制比 CMRR 在运算放大器的两个输入端同时对零线加上共模电压  $e_{CM}$ , 在理想情况下, 输出电压  $e_o$  应为零。实际上由于内部电路的失配, 此时  $e_o$  不为零。确定运算放大器对称性的好坏用差模增益  $K_o$  和共模增益  $K_{CM}$  ( $K_{CM} = \Delta e_o / \Delta e_{CM}$ ) 之比表示。共模抑制比  $CMRR = 20 \log (K_o / K_{CM})$ 。CMRR 越大, 运算放大器的对称性越好, 一般情况 CMRR 为 80~110 dB。

输入阻抗 差模输入阻抗是运算放大器在开环条件下, 从两个输入端看进去的动态电阻。共模输入阻抗是两个输入端并联对零线的动态电阻。通常产品说明书给出的是差模输入电阻, 其数值为数百千欧至数兆欧。共模输入电阻比差模输入电阻约大一个数量级。

最大输入电压 最大差模输入电压是运算放大器两个输入端允许施加的最大电压差, 当输入电压差超过此值时, 会导致输入级晶体管 PN 结反相击穿, 甚致损坏。最大共模输入电压是当运算放大器的共模抑制特性开始显著变坏时的共模输入电压。有时将共模抑制比下降 6 dB 时所加的共模输入电压作为最大共模输入电压。

基本运算电路 基本运算电路有负反馈反相放大器, 负反馈同相放大器和负反馈差动放大器。图 1 (b) 是负反馈反相放大器, 其输出电压和输入电压的关系是  $e_o = -e_1 R_2 / R_1$ , 电路的输入阻抗可视为  $R_1$ 。图 1 (c) 是负反馈同相放大器, 输出输入关系是  $e_o = e_2 (1 + R_2 / R_1)$ , 电路的输入阻抗极高, 决定于运算放大器的共模和差模输入阻抗。图 1 (d) 是负反馈差动放大器,  $e_o = (e_2 - e_1) R_2 / R_1$ 。

虚地 当一个运算放大器工作在不饱和状态(即输出电压未达失真)下, 两输入端电压  $U_N$  和  $U_P$  相差极小。在分析电路时, 常常要运用  $U_N \approx U_P$  这一特点。在特定的情况下, 如  $U_P = 0$ , 则  $U_N \approx 0$ , 此时的  $U_N$  端叫做“虚地”, 在分析电路时, 虚地是一个十分重要的概念。

继电保护常用的基本电路 线性电路有线性放大、加减、积分、微分、移相和有源滤波等电路; 非线性电路有整流电路、交流波-方波变换、继电触发器等, 见图 1 (b)~图 1 (m)。

线性放大 图 1 (b)、图 1 (c) 及图 1 (d) 中任何一种放大器都可作为工频信号的线性放大。在反相放大器中如取  $R_2 = R_1$ , 则电路是一个反相器。在同相放

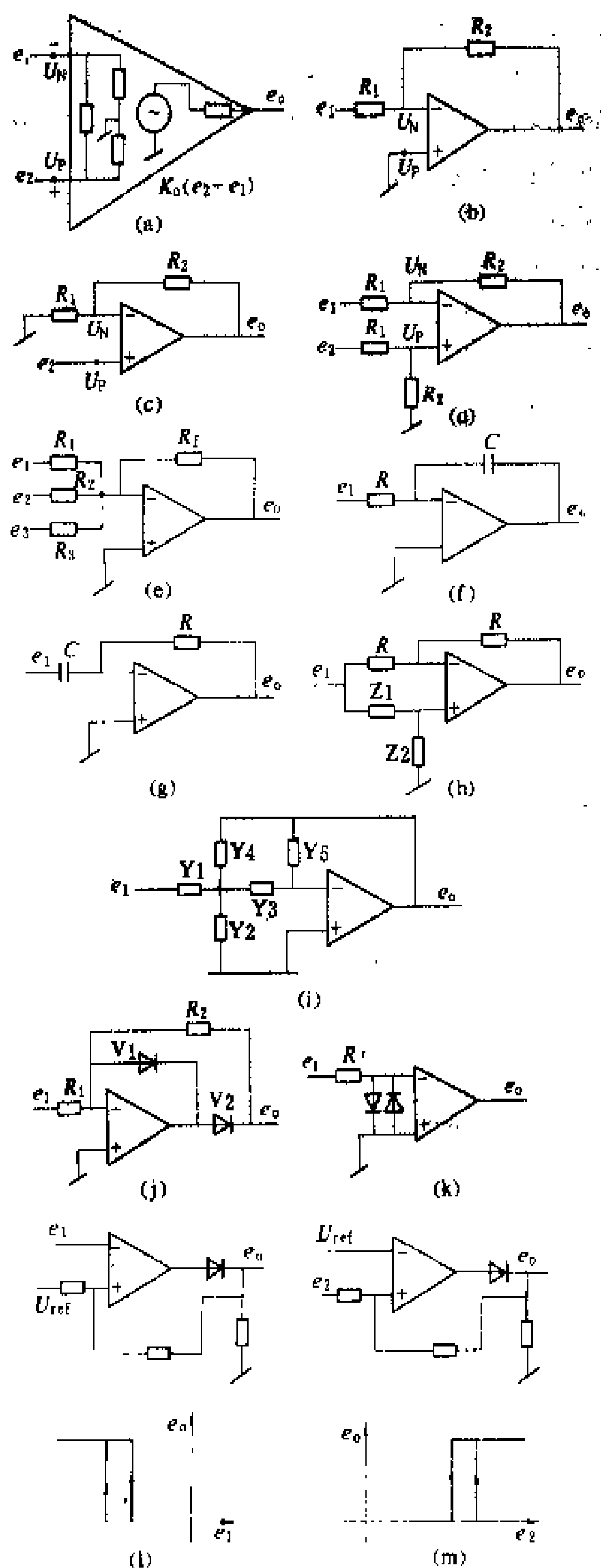


图 1 运算放大器的等效电路和基本电路

(a) 等效电路; (b) 负反馈反相放大器; (c) 负反馈同相放大器; (d) 负反馈差动放大器; (e) 加法器; (f) 积分器; (g) 微分器; (h) 移相器; (i) 多反馈环滤波器; (j) 半波整流电路; (k) 交流波-方波变换器; (l) 反相输入继电触发器; (m) 同相输入继电触发器



大器中如取  $R_1 = \infty$ ,  $R_2 = 0$ , 则电路是一个跟随器。在上述放大电路中, 放大的精度仅取决于与运算放大器相连接的各电阻的精度, 而与运算放大器本身的开环增益无关 (只要有很大的开环增益)。

**加法器** 见图 1(e),  $e_o = -(e_1/R_1 + e_2/R_2 + e_3/R_3)R_f$ , 如  $R_1 = R_2 = R_3 = R$  则  $e_o = -(e_1 + e_2 + e_3)R_f/R$ 。

**减法器** 见图 1(d), 差动放大器就是一个减法器。

**积分器** 见图 1(f),  $e_o = -(1/RC) \int e_1 dt$ 。如  $e_1 = E_1 \sin \omega t$ , 则  $e_o = (E_1/\omega RC) \cos \omega t$ , 电路是超前  $90^\circ$  移相器。如  $e_1 = E = \text{常数}$ , 则  $e_o = -Et/RC$ , 构成一个延时电路。

**微分器** 见图 1(g),  $e_o = -RC de_1/dt$ 。如  $e_1 = E_1 \sin \omega t$ , 则  $e_o = -\omega RC E_1 \cos \omega t$ , 电路是滞后  $90^\circ$  移相器。微分电路还用于方波的过零检测。

**移相器** 见图 1(h), 此电路要求反相输入端的输入电阻与反馈电阻相等; 当  $Z_1$  为电容  $Z_2$  为电阻, 则输出电压移相范围为  $0 \sim 90^\circ \sim 180^\circ$ ; 当  $Z_1$  为电阻  $Z_2$  为电容, 则移相范围为  $0 \sim -90^\circ \sim 180^\circ$ 。这种移相电路的电压放大倍数为 1, 输出电压的幅值不随移相的角度而变。

**有源滤波器** 图 1(i)所示是一种多反馈环形滤波器电路。如  $Y_1, Y_3, Y_4$  为电导,  $Y_2, Y_5$  为容性电纳, 则电路是低通滤波器; 如  $Y_1, Y_3, Y_4$  为容性电纳,  $Y_2, Y_5$  为电导, 则电路是高通滤波器; 如  $Y_1, Y_2, Y_5$  为电导,  $Y_3, Y_4$  为容性电纳, 则电路是带通滤波器。利用带通滤波器的时间常数可做成记忆元件。

**整流电路** 图 1(j) 是半波整流电路。当  $e_1$  在正半周时, 运算放大器输出端为负,  $V_1$  导通,  $V_2$  截止,  $U_N \leq 0$ ,  $e_o \leq 0$ ; 当  $e_1$  在负半周时,  $V_2$  导通  $V_1$  截止, 维持运算放大器闭环的是  $V_2$  和  $R_2$ ,  $U_N \leq 0$ , 输出电压是  $R_2$  上的压降, 不含有  $V_2$  的压降, 故  $e_o = -e_1 R_2/R_1$ 。如果  $e_1$  很小, 不足以使  $V_2$  导通, 则运算放大器将处于开环状态, 有非常大的开环增益  $K_o$ , 势必维持  $V_2$  导通, 除非  $e_1$  小到  $V_2$  导通电压的  $1/K_o$ ,  $V_2$  才不能导通, 即整流电路的非线性区缩小了  $K_o$  倍。利用这个基本的半波电路可构成全波整流电路。这种电路也叫做“线性整流”电路。

**交流波-方波变换器** 见图 1(k), 运算放大器工作在开环状态。输入信号大于数十毫伏后, 输出电压即变成梯形波或方波而不再含有原波形中的幅值信息。交流波-方波变换器用于检测交流波的过零时刻和相位比较。

**电压比较器和继电器触发器** 电压比较器是一个开环工作的差动放大器, 用来比较两个直流信号的大小, 输出正或负饱和电压。如果待比较电压中的一个固定的参考电压, 比较器就成为一个电平检测器。

在电平检测器电路中加入正反馈, 就成为具有继电器特性的触发器。图 1(l) 和图 1(m) 是两种输出正信号的继电器触发器。图 1(l), 当  $e_1 < E_{ref}$  时触发器翻转; 图 1(m), 当  $e_2 > E_{ref}$  时触发器翻转。两种电路的返回系数都小于 1。

**CMOS 门电路** CMOS (complementary metal oxide semiconductor), 意为互补型金属氧化物半导体。运用半导体工艺将一个 N-MOS 三极管和一个 P-MOS 三极管做在同一衬底上如图 2(a), 就是一个 CMOS。图中的 N-MOS 管叫做驱动管, P-MOS 管叫做负载管。当输入为低电平时, N-MOS 管截止 P-MOS 管导通, CMOS 输出高电平; 当输入为高电平时, N-MOS 管导通 P-MOS 管截止, CMOS 输出低电平。当输入为中间值时, 两管都导通, 输出电平由两管导通电阻的分压决定, 一般是  $U_{DD}$  的一半。如果输入信号只有 0 和 1 两个状态, 则 CMOS 具有开关特性, 而且是一个反相器。

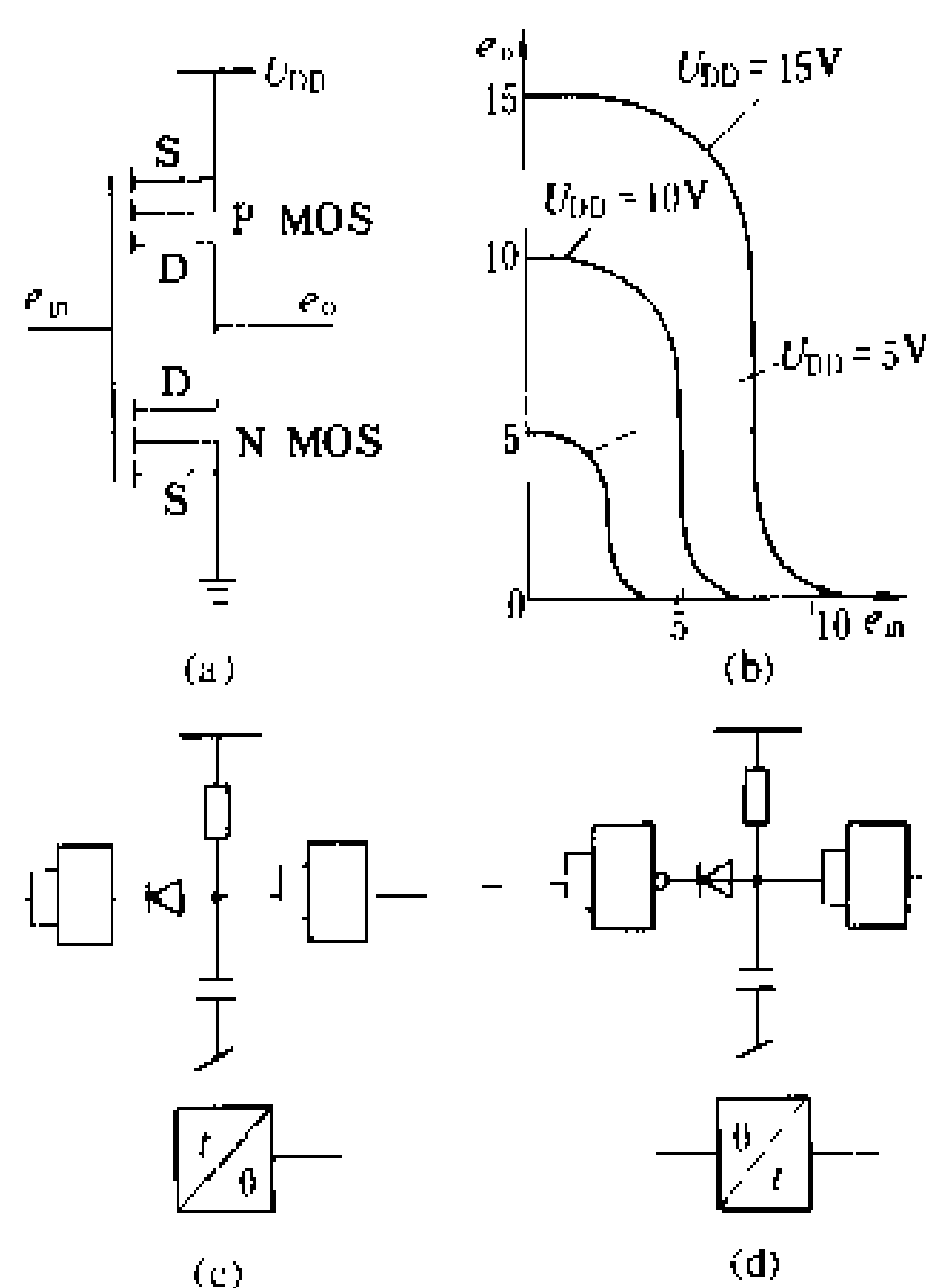


图 2 CMOS 和 CMOS 时间电路

(a) 结构; (b) 输入输出特性; (c) CMOS 延时动作电路; (d) CMOS 延时返回电路

CMOS 门电路是用 CMOS 开关管制成的各种集成门电路。常用的有或门、与门、异或门、或非门、与非门和反相器 (非门)。CMOS 门电路输入阻抗高, 静态功耗小, 阈值电压 (能使 CMOS 翻转的输入电压) 高, 约为  $U_{DD}$  的  $1/2$ , 有较高的抗干扰能力。

CMOS 门电路也可用来构成毫秒级时间电路。图 2(c) 是动作延时电路, 图 2(d) 是返回延时电路。在这两个电路中, 第一个门作为开关, 控制电容的充电和放电, 第二个门作为充电的电平检测。

**两个量的相位比较** 图 3(a) 是按方波重叠原理



工作的相位比较电路框图,图3(b)是波形图,由于使用了异或门,电路测量的是方波不重叠时间。图3(b)中a、b是正弦-方波变换经整流后的输出信号,c为异或门3的输出波形,当两输入信号状态不同时输出1信号,两输入信号状态相同时输出零信号。c为1时,积分器4中电容开始充电,c为零时瞬时放电。图中表示两交流量的相角差 $\varphi$ 足够大,4中电容充电超过动作值。d为积分器输出,e为经展宽回路5展宽后获得的连续动作信号。在额定频率为50Hz的系统中,如规定积分器的动作时间为5ms,则比相器的动作条件为 $270^\circ \geq \varphi \geq 90^\circ$ 。此电路在交流信号的一个周期内比相两次,故是全波比相。

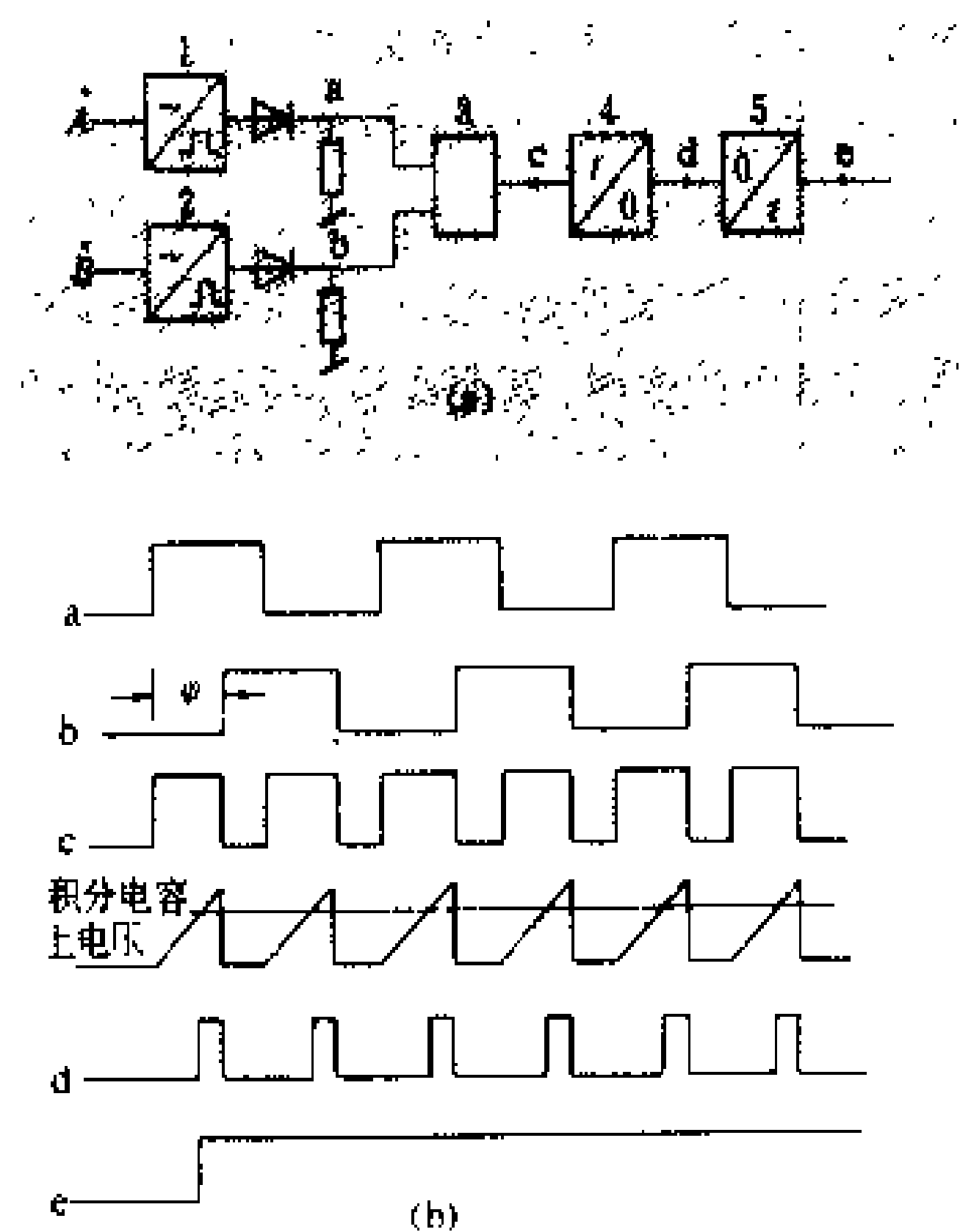


图3 两个量的相位比较  
(a) 电路图; (b) 波形图

**集成电路保护用的互感器** 由于运算放大器能进行包括加减法在内的各种运算,集成电路保护中交流量的加减不借助于互感器二次侧绕组的同极性或反极性串联,一套保护只需一组共用的互感器。(见整流型继电器)

**逆变电源** 与晶体管型继电保护装置中的不同之处是运算放大器需要 $\pm(12\sim15)$ V电源。(见晶体管继电保护装置)

**整套保护的连续监视和自动闭锁** 也采用装设在保护装置内的小型自动巡检装置作连续监视和自动闭锁。(见晶体管继电保护装置)

**出口跳闸回路** 见晶体管继电保护装置。

**发展趋势** 趋势之一是采用更多的集成化单元电路和半专用电路,如集成有源滤波器和门阵列。门阵列(uncommitted logic array, ULA)是晶体管数目已固定的阵列结构,但不互连,而由用户实施互连,是标准电路与专用电路之间的一种半专用电路。其门数已达

数百门至一万门,用来做成比相器模块等。

另一种趋势是在集成电路保护中使用微处理器。交流元件仍用集成电路(包括ULA)构成,逻辑部分则用微处理器构成,微处理器兼作对整套保护的连续监视和自动检测,但最终可能走向全微机化。

参见彩图插页第18页38图。

(刘金铎)

jisuanji tongxin guiyue

**计算机通信规约** (protocol of computer communication) 见数据通信网。

jisuanji wangluo xitong

**计算机网络系统** (computer network system) 见调度自动化计算机系统。

ji dian baohu shiyan

**继电保护试验** (testing of protective relaying equipment) 应用相应的测试设备,用通电动试验的方法,研究、考核或给定继电保护装置的動作性能及其起動值。因目的不同,电力部门继电保护试验可分为研究性试验、新装置投入运行试验、运行维护试验和事故后检验。

**研究性试验** 开发新的故障判别元件和成套继电保护装置全过程中进行的探索试验。研究性试验的基本要求,是使被研究的对象在试验过程中尽可能处于和在实际系统中运行时相同的系统参量条件下,例如有相同的电流及电压幅值、相位、波形和相应的过渡过程等,并据此建立相适应的成套研究性试验设备。研究性试验的根本任务,是验证理论分析结果的正确性和完整性;而在研究试验中发现的问题,必须有确切完整的理论解释。成套的研究性试验装置主要包括物理模拟与数字模拟两大类,当前,以物理模拟的使用较为广泛。

**物理模拟** 又称动态模拟。将发电机、变压器和负荷等电力元件微型化,线路由多节集中元件回路等价构成的微型电力系统,配以相应的自动控制环节及设备,以及电流与电压互感器,使输入到被试继电保护装置的电力系统参量,特别是那些影响装置動作性能的各种电参量的变化特点符合装置实际接入系统运行时的情况。作继电保护研究试验用的物理模拟主要有三种:①微型电力系统本身有一定容量,例如模拟发电机的绝对容量可达数十兆伏安,模拟线路的绝对运行电压可达数千伏,可以将继电保护装置直接接入模拟的电流及电压互感器二次侧进行试验。这种物理模拟发展较早,使用也较为普遍。②微型电力系统本身容量很



小,原来设计用于研究内过电压,叫暂态网络分析仪。但经过电子放大回路将电流电压参数放大后,可送入被试继电保护装置,以进行研究试验。③微型电力系统的各组成元件,由电子模拟回路组成,由多台微型机控制,继电保护装置接到经暂态性能模拟和功率放大的模拟电流及电压互感器回路,进行研究试验,这是最新发展的一种电力系统模拟,试验方便快捷,并能较好地模拟互感器的暂态性能。

**数字模拟** 将由电磁暂态程序计算求得的电力系统电流、电压等参量经数模转换与功率放大后输入被试继电保护装置进行研究试验。

**新装置投入运行试验** 继电保护装置在现场安装后投入运行前进行的试验,即新安装试验。

**目的和要求** 投入运行试验的主要目的是:①验证装置没有在运输过程中损坏,可以安全地接入系统;②验证相关设备已正确地安装好,包括二次回路的连接正确;③证实设备的电气和机械性能良好,满足规定要求;④做起动值试验,并得出一系列试验数值以备日后需要时查对。对于模拟式继电保护装置,投入运行试验的项目、顺序以及每一项的技术细节都需要精心安排,做到:不漏掉试验任一设备和部件;不在试验过程中产生错误并避免造成测试误差;已经试验证实的部件和回路,不再作任何人为的变动,避免重新试验;保证人身和被试设备以及测试设备本身的安全;提高测试效率等等。对于微型机继电保护装置,由于自控功能极强,投入运行前的试验主要是检查整定值,并通过整组特性试验从整体上检查其工作行为。

**带负荷试验** 对于比较复杂的继电保护装置,例如,为了确证方向性保护从电流与电压互感器绕组经二次回路到继电保护的整组接线和相关相别与极性的正确性;又例如为了确证电流差动保护或线路纵联保护两侧电流互感器二次回路接线的相对极性正确性,在继电保护装置已完整地接入运行系统、被保护元件带电并通过负荷电流的情况下进行的试验。在进行这样试验的过程中,如果因接线错误有可能误切断断路器,就必须在带负荷前暂停保护装置的跳闸输出;同时还必须注意使被保护元件在任一时刻都处于有保护的状态。

**运行维护试验** 确证继电保护装置随时处于准备实现设计预定保护功能的良好状态而进行的定期例行试验。一般,继电保护装置较少因动作而损坏,但易受不良条件的影响,例如电磁继电器的轴和轴承受长期严重振动而磨损;电缆与连线受潮;绝缘的热老化;电腐蚀引起连线和触点开路等等。虽然在现代设备中,对若干可能引起损坏的因素都采取了预防措施,但有鉴于继电保护装置正确动作对电力系统安全供电极为重

要,定期的运行维护试验是必须的。定期例行实验的周期,随设备不同而有很大差异。例如:①需要连续监视的,有:断路器跳闸回路;电压及距离保护的电压回路;母线差动保护的电流回路;直流接地等;②每日监测的,如电力线载波保护的载波通道;③半年至一年监测的,如断路器跳合闸试验;较复杂保护装置的整定值及特性试验。对某些耐用的继电器,可延期到每2~3年检验一次。

**运行维护试验项目** 包括:有选择地核查装置的绝缘水平、触点动作情况,故障起动值与动作特性等,并与上一次检验的结果相对照,以判别装置的工作是否稳定可靠。

**事故后检验** 当继电保护装置在正常运行或系统故障情况下发生了非设计预定的动作或不动作时进行的检验。目的是找出原因,及时进行改正。虽然许多继电保护装置不正确动作的原因极为简单,但有时却难于发现。寻找事故原因,需要经验,而且要耐心和有秩序地工作。进行故障后检验的根本原则是,随时注意使被检验的装置与有关二次回路接线保持原始状态。需要精心地收集、研究并客观地分析各种运行记录,特别是故障录波图、事故顺序记录等。作出故障原因设想,制定有条不紊的检验计划,列出详尽的步序,最好用兆欧表、电压表在不破坏接线回路和不触动继电器触点的条件下,首先对疑点进行检查,必要时才作通电试验。

(王梅义)

jidian baohu yunxing guanli

**继电保护运行管理** (operation management of electric power system relay protection)

对电力系统继电保护装置的定值、检验、运行分析统计和专业技术培训等的管理。电力系统继电保护是一个有机的整体,因此,一般在全系统内实行统一管理分级负责的制度。

**管理目的** 继电保护是保护电气设备和保证电力系统安全运行的主要装置,是电力系统整体的一个重要组成部分。保护装置的配置或使用不当或出现误动、拒动时,将引起事故或扩大事故,损坏电气设备甚至造成电力系统崩溃瓦解。管理的目的在于使继电保护正确动作,迅速切除电力系统故障,保护电气设备,保证电力系统安全运行。

**管理内容** 一般有定值管理,检验管理,运行分析统计和专业技术培训。

**定值管理** 可分为:①定值的运行管理。电力系统的电气设备不允许无保护运行,继电保护的停用和投入须经调度员下达调度命令。新投入或改变定值的继电保护,在投入运行前要经值班调度员依据继电保护



定值单核对定值正确后,由值班调度员下达调度命令投入运行。②继电保护定值整定方案的编制。根据电力系统运行方式的变更或继电保护装置的变更对新建和改建工程中的继电保护装置进行定值计算,编制或修订继电保护定值整定方案。③继电保护定值整定方案实施前的准备工作。它包括确定改变定值的继电保护装置的调试方案和修编继电保护运行管理规程,在涉及更换或新装继电保护装置时,还要掌握有关的设计、订货、施工和调试等的落实情况。④定值单的管理。定值单是现场对继电保护定值整定和试验的唯一依据,凡列入调度运行的继电保护装置都要有正式定值单,没有定值单或未经核对定值单的继电保护装置不能投入运行。

**检验管理** 对运行的或准备投入运行的继电保护装置,按有关规定进行检验,检验分为定期(年、季、月)检验和事故后检验。对复杂的检验,事先要制订实施方案,保证检验质量。

**运行分析统计** 对继电保护动作情况进行评价,按月、季、年统计其正确动作率,对继电保护装置的误动或拒动,分析原因,确定性质(事故或障碍)和明确责任,并制订防范措施。

**专业技术培训** 培训内容有:继电保护定值整定计算,新型继电保护的调试和运行管理,继电保护运行规程和检验条例学习等。

(李本智 田德民)

jidian baohu zhendang bisuo zhuangzhi

**继电保护振荡闭锁装置** (out-of-step blocking of relay protection) 防止继电保护装置在系统发生失步振荡时非计划性动作跳开断路器的特殊逻辑回路及设备。

**作用** 在超高压电力网中常用的继电保护装置如距离保护等,在系统发生失步振荡时,如果振荡中心落在它的保护范围内,将感受到宛如在该点发生三相短路故障而产生符合原理的动作。如果任其动作于断开断路器,可能造成非期望的系统解列,而使失步振荡扩大为系统的分散瓦解,产生大面积停电的恶性事故。为保持电力系统的完整性,及时采取措施平息振荡并为尽快恢复系统供电提供前提条件,在可能出现上述非计划性解列的保护装置中,需要实现振荡闭锁。

**基本要求** 对振荡闭锁装置的基本要求是,当系统发生各种现象的失步振荡时,能可靠闭锁保护装置,而当发生短路故障时,不得妨碍保护装置正常地执行保护功能。有两种失步振荡:①因静态稳定破坏。由于正常传输的功率大于稳定极限传输功率引起,其特点是一开始系统电流、电压没有突然变化,振荡过程开始

缓慢并逐步加速;②因动态稳定破坏。由于电力系统出现大干扰主要是短路故障引起,其特点是电流或(及)电压的突然剧烈变化,出现较快的振荡过程并逐渐加速。

**原理** 主要有如下两类实现振荡闭锁的方法:①利用反应保护安装点见到的阻抗变化率。发生短路时,变化率高;振荡时较低。以两种灵敏度不同的元件的动作时间差作判据,当灵敏的元件动作后一定时间,如果不灵敏的元件尚不动作,或反应内部故障的回路无输出,即判断为振荡,将保护装置的跳闸回路闭锁;②以发生短路故障时产生的电流突然变化作起动,经一定短延时,如果反应内部故障的回路无输出,即认定可能因外部故障引起振荡,而将保护装置闭锁。

(王梅义)

jidian baohu zhengding

**继电保护整定** (setting of protective relaying) 对配置的继电保护装置规定故障起动值和动作时间,使上下级相邻继电保护装置间有可靠与正确切除故障的协调动作。继电保护整定的基本内容是保护装置间的选择性安排和核查当保护范围内故障时是否有足够灵敏度。

**无时限保护的整定** 无时限保护的整定,必须保证它只能在被保护元件发生故障时才动作。如果它在相邻电力元件故障时动作,因为它的动作无时限,必然是无选择性的不正确动作。为此,需要通过计算和分析找出在各种实际可能的系统接线运行方式下,在被保护电力元件两侧母线外部发生各种故障时,能使这种无时限保护的动作为最灵敏的一种系统接线运行方式进行整定,使之可靠不动作。例如,对无时限的过电流保护,其起动值必须大于任一侧母线故障时通过保护的

最大可能电流。

**有时限保护的整定** 当相邻电力元件故障时可能动作的有时限保护,必须和相邻电力元件的保护整定配合,即沿电源算起,当下一级电力元件发生故障时,上一级的继电保护灵敏度必须小于下一级继电保护的灵敏度,同时在动作时间上大一适当阶段(考虑下一级断路器的动作时间、保护动作时间的离散值等)。前者叫灵敏度配合,后者叫动作时间配合,两者缺一不可。为了实现灵敏度配合,必须通过计算分析,找到一种在下一级发生故障时,使上一级保护的动作为最灵敏的一种系统接线运行方式进行整定。一般来说,反应同一故障量的上下级继电保护之间,比较容易取得灵敏度的配合。

**灵敏度检查** 灵敏度检查,是保证故障时保护装置能可靠动作所必需的。灵敏度检查的条件,依保护装置

置的任务而定,作为被保护电力元件故障时的主保护,必须在被保护电力元件故障时能可靠动作;如果作为相邻电力元件的后备保护,则必须当相邻电力元件故障时,也能可靠地动作。检查灵敏度是否足够,一般都有规定要求,必须选择对继电保护的動作最不灵敏的一种系统接线运行方式和在最不利的地点发生最不利的故障类型进行计算分析。

**继电保护整定用的手段** 继电保护整定需要作短路电流计算,求通过继电保护的 $\text{最大和最小电流}$ ,母线电压及相邻电力元件故障时的 $\text{最大和最小电流分配系数}$ 等等。过去通用的计算工具是直流模拟计算台。现在已普遍应用数字计算机,并开始研究使继电保护整定工作自动化。

(王梅义)

Jianada Dianqi Xiehui Peidian Xitong Kekaoxing Gongcheng Zhinan

### 加拿大电气协会《配电系统可靠性工程指南》

(CEA Distribution System Reliability Engineering Guide) 为配电系统的工程师和管理人员提供一种能够定量评价供电有效度,和建立一个供电水平能为管理方面所接受的可靠性准则,以便在合理使用资金的条件下向用户提供高质量的电力而制定的。

**批准单位和时间** 加拿大电气协会配电系统可靠性工程委员会于1976年3月制定。它是加拿大现代配电工程管理方法的标准。

**主要内容** 包括:①配电系统可靠性评估技术的作用;②名词术语的定义;③配电系统可靠性指标;④数据收集系统;⑤配电系统可靠性准则;⑥配电系统可靠性评价等。此外,还在附录中列出了可靠性费用与效益,变电站和配电系统可靠性预测的具体方法,指标计算事例及停运报告表等。

**配电系统可靠性评估技术的作用** 供电连续性统计提供了配电系统充裕度历史的评价,而未来系统充裕度的预测,则可对补充更换的设备及其对系统的影响作出连续的评价。因此,配电系统可靠性的评价,包括了整个系统及其相关设备历史的和预测的评估两个方面。对配电系统的规划、设计、运行和维护等有着深远的影响。其作用为:①对系统进行历史的充裕度的连续评价;②比较所有设计、运行、维护或管理特点的改变对现有供电充裕度的影响;③预测改进系统投资多少所引起的充裕度的高低;④增加方案比较中,包括线路路径、分段、自动切换、架空线路或地下设备、辐射状或网状结构等项目的一致性;⑤通过确认和修改设计参数,以及对供电充裕度有明显影响的元件来改进

系统设计;⑥通过定量评价与供电充裕度有关的公用事业费和用户产值来更好地利用投资和运行基金;⑦确认能够改善供电充裕度的维修程序;⑧确立与情报管理一致的目标和与供电充裕度有关的任务。

**名词术语的定义** 分为一般名词,停运名词和停电名词等3大类。

(1) 一般名词。包括元件、系统和配电系统等。

(2) 停运名词。包括停运、故障、气象状况、切换时间、暴露时间、停运率和停运持续时间等。

其中,①停运,又分为强迫停运和预安排停运两大类。而强迫停运又包括瞬时性强迫停运和持续性强迫停运两种情况。②气象状况,又分为正常天气、恶劣天气和大暴雨灾害性天气等3类。③停运率,又分为正常天气持续性强迫停运率和恶劣天气持续性强迫停运率两类。④停运持续时间,又分为持续性强迫停运持续时间、瞬时性强迫停运持续时间和预安排停运持续时间等3类。

(3) 停电名词。包括停电和停电持续时间。其中停电又分为强迫停电、预安排停电、瞬时性停电和持续性停电等4类。

**配电系统可靠性指标** 计有8个(见配电系统可靠性指标)。

**数据收集系统** 按照定义来收集数据,并通过计算机把原始数据处理成最终的数据。其原始数据基本上都提供了停运的原因、后果、以及发生停运的状况。它是具体了解配电系统和设备运行状况及性能的重要资料。收集数据的期间愈长,积累同类设备的数据愈多,预测结果的不确定性愈小。

(1) 收集数据的类型。一般分为:①面向用户或负荷点的数据。只有用户停电时才报告。此类数据,能够提供有关系统充裕度的历史数据,而不能提供设计、运行和维修策略改变时预示系统充裕度所需要的数据;②面向元件的数据,记录了所有元件的数据,包括元件停运不造成用户停电的数据。此类数据能够提供元件停运或修理期间的连续报告,是制定设计、运行和维修策略的依据。

(2) 停运数据收集的项目。它们是:①每次停电受影响的 $\text{用户数}$ ;②每次停电的持续时间;③停电的原因和状况,包括系统元件、原因和天气等。此外,还建立了系统元件明细表。规定应收集停运数据的最低限度系统元件包括:变电所(或发电厂)、配电回路、配电变压器、低压配电元件、用户设备及供电电源系统元件。

(3) 停运数据的处理。包括编制:①系统性能指标报告;②停运日志报告;③可靠性参数报告以及根据电压水平、负荷密度选择区分其性能的数据等。

下面列出加拿大配电系统可靠性指标(见表1)和

平均供电可用率指标 (ASAI, 见表 2)。

续性。供电质量以允许的电压和频率水平来表示。供电连续性则表示成规定连续地满足用户供电质量要求的项目,以停运频率、停运平均持续时间及年停运时间的期望值来作为评价供电连续性的参数。配电系统设计的水平与系统所供用户的重要性直接相关。不同等级的用户线路设定的标准或平均值不同。加拿大用户供电连续性的允许水平,如表 3 所示。

表 1 加拿大配电系统可靠性指标

指 标	1978 年	1979 年	4 年年平均 (1976~1979 年)
系统平均停电频率指标 [次/(用户·a)]	2.98	2.71	3.25
系统平均停电持续时间指标 [时/(用户·a)]	3.52	3.26	3.69
用户平均停电持续时间指标 [时/(停电用户·a)]	1.13	1.24	1.13

配电系统可靠性准则 必须与用户需要和供电充裕度的需求相一致。准则的内容为供电质量和供电连

配电系统可靠性评价 配电系统可靠性评价的任务是为判定不同的元件在多大裕度时才能完成其预定的功能。配电系统可靠性评价,包括技术方法和可靠性的费用与效益两个方面。

表 2 加拿大平均供电可用率指标

年份	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
ASAI	0.999780	0.999700	0.999698	0.999707	0.999737	0.999701	0.999645	0.999514	0.999592
年份	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
ASAI	0.999632	0.999705	0.999018	0.999799	0.999602	0.999516	0.999510	0.999598	0.999617

表 3 加拿大用户供电连续性的允许水平

指 标		用 户 年 平 均 停 电 频 率			
停 电 频 率	按用户供电点	小于 2 次/a			
	按一次供电回路接入变压器 kV·A/英里	回路分类: 750 kV·A/英里及以上 100~750 kV·A/英里 100 kV·A/英里以下		频率指标: 2 3 4	
平 均 停 电 持 续 时 间	按用户数据	系统平均停电持续时间指标 (h)	平均有效恢复时间 (h)	最大有效恢复时间 (h)	
		市 区:  小于 1h	可切换用户:  0.75h	有关系统或元件	有人值班处 可手动分段处 所有其他情况
		郊 区:  小于 2h	在故障段中的用户:  1.25h	变电所: 容量 小于 5MV·A 5~30MV·A 30MV·A 以上	8 4 0
		5 户/h 及以下	最严重情况下或所有用户:  8h	变电所变压器: 在 15 MW 及以下	10
				变电所母线段: 负 荷	
				30 MW 及以下	电 压 25 kV 2
				31~60 MW	25 kV 2
				15 MW 及以下	12 kV 10
				16~25 MW	12 kV 2
				5 MW 及以下	4 kV 10
				6~10 MW	4 kV 10
				回 路: 负 荷	
				16 MW 及以下	电 压 25 kV 2
				8.5 MW 及以下	12 kV 2
				3.0 MW 及以下	4 kV 2
		系统平均停电持续时间指标 (h)	按 kV·A 计的平均停电持续时间指标 (h)		
	按变压器 kV·A 数据	系统或元件	架空系统	地下系统	系统或元件 架空系统 地下系统
		回路分类: 0~99kV·A/英里	7.5		回路分类: 0~749kV·A/英里 2.0
		100~749kV·A/英里	5.0		750kV·A/英里及以上 1.25 0.3
		750kV·A/英里及以上	2.5	0.5	



影响。

(陈维千)

jianfeng fuhé fadianchang

### 尖峰负荷发电厂 (peak load power plant)

承担电力系统日负荷曲线尖峰部位负荷的发电厂(见电力系统调峰)。在日负荷曲线上,一般将平均负荷以上部分称作尖峰负荷。电力系统尖峰负荷的特点是功率高而持续时间短,与之相应的尖峰负荷发电厂则负荷变动大,机组开停频繁,且利用小时低。通常选用以下各类电厂作尖峰负荷发电厂:①非径流式的常规水电厂;②抽水蓄能电厂;③起动时间短,跟随负荷变化快的火电厂,如中压电厂、具有专门设计带尖峰负荷机组的火电厂等;④装有燃气轮发电机组的电厂。

(惠子厚)

jiancuo jiuqiao bianma

### 检错纠错编码 (error detecting and error correcting codes) 数据通信中为抗干扰所使用的能检错或纠错的编码方法。

数字信号在传输或存取过程中受到干扰而造成错码难以避免。数据通信、计算机及自动控制的发展和广泛应用,提出了如何提高抗干扰能力,有效而可靠地进行数字传输等要求,从而促进了编码理论的发展。近世代数为编码提供了数学基础。1948年 C. E. 香农 (C. E. Shannon) 在其著名的通信论中最早提出了,适当选择编码译码技术就能实现在有干扰情况下的可靠通信。1949年出现戈莱 (M. J. E. Golay) 码,1950出现了汉明 (R. W. Hamming) 码,1955年 P. 伊莱亚斯 (P. Elias) 提出卷积码。1959年由 A. Hocquenghem、1960年由 R. C. Bose 和 D. K. Ray-Chaudhuri 各自独立提出纠正多个随机误码的编码方法,称为 BCH 码。W. W. 彼得森 (W. W. Peterson) 通过 Error-Correcting Codes 一书统一了编码理论。目前检错纠错编码已成为一门全新的应用数学分支。

**基本概念** 二进制数字信号序列在传输过程受干扰使某个信号1错成0或使0错成1。要发现或纠正这些错码就必须进行检错、纠错编码。其基本方法是:在发送信息码元序列时,附加若干冗余码元,使码元之间的关系符合某一确定的规则,收信端按此规则对收到的数码进行检查便可知道是否有错码。

数字信号序列一般是分组传送,若每组有  $k$  个信息码元,便有  $2^k$  个组合,分别代表  $2^k$  个信息字(或码字)。将这  $k$  个码元按确定规则变换成  $n$  个码元的数字序列,而这  $n$  个码元数字序列相互间应有尽可能多的

差异,这个过程称为编码,此  $2^k$  个码字的集合称为  $(n, k)$  分组码,其中  $n$  表示码长,  $k$  为信息码元数,  $(n-k)$  为冗余码元数,又称监督码元或保护码元。因为监督码元是根据信息码按线性方程式规则运算出来,所以又称线性分组码。 $k$  个信息的码元在前,  $(n-k)$  个监督码元在后的  $(n, k)$  码称为系统码,反之称为非系统码。码长为  $n$  共有  $2^n$  个码字,其中  $2^k$  个为有效码字,  $(2^n - 2^k)$  个为禁用码字。收信端按预定规则对收到的码元序列进行校验,若属有效码字就认为是无错码,若属禁用码字则肯定有错码。这个过程称为检错译码。检出有错码后还可进行纠错译码,最直观的是采取最大似然译码法,就是将收到的码元序列与许用码字进行比较,看它与哪个码字差异最小,就把它译成该码字。

在编码理论中用码距  $d$  来表示两码字差异的大小。两个码字对应比特取值不同的个数称为两码字间的码距  $d$ ,其值等于两码字进行模2加后结果为“1”的个数。例如  $u$ 、 $v$  两个码字为

$$u = 10010110001$$

$$v = 11001010101$$

$u$  与  $v$  模2加结果为

$$u \oplus v = 01011100100$$

其中有5个1。所以  $u$ 、 $v$  两码字间的码距  $d=5$ 。

码字集合中,码距最小值称为最小码距  $d_{\min}$ ,又称汉明距离。它是衡量其检错纠错能力的重要指标。 $d_{\min}$  愈大,检错、纠错能力愈强。它们之间的关系归纳如下三点。

(1) 一个  $(n, k)$  分组码要能发现任意  $e$  个码元错误,则其中码字间的最小码距  $d_{\min}$  应满足

$$d_{\min} \geq e + 1$$

(2) 如果要能纠正  $t$  个码元错误,则应满足

$$d_{\min} \geq 2t + 1$$

(3) 如果要能纠正  $t$  个码元错误,又能发现  $e$  个码元错误 ( $e > t$ ),则应满足

$$d_{\min} \geq t + e + 1$$

在二进制条件下,一个码字中非零元素数目(即1的个数)称为码字的汉明重量,简称码重,用  $W$  表示。线性码的最小码距等于该码字集合中的最小码重。

**主要检错纠错编码** 常用的有奇偶校验码、恒比码、循环码、BCH 码和卷积码。

(1) 奇偶校验码。有垂直奇偶校验、水平奇偶校验和水平垂直奇偶校验三种编码,表1是垂直偶校验码的信息码元与校验码元的关系示例。每个数字均按美国信息交换标准(代)码 ASCII 字符的7个码元 ( $b_1 \sim b_7$ ) 表示,附加一个奇偶校验码元  $P$ 。若7个信息码元中1的个数为偶数,则  $P=0$ ,若为奇数,则  $P=1$ ,这样就使

该数字代码中1的个数恒为偶数。接收端如果检测到某数字代码中1的个数不是偶数,即判为错码。显然,若同时有两个码元或偶数个码元错码,由于它并不破坏偶监督原则,所以无法发现。这种可以发现一个码元错误,按前述定义汉明距离为2,即 $d_{\min}=2$ 。奇校验则保持码元中1的个数为奇数。国际标准化组织 ISO/国际电报电话咨询委员会 CCITT 规定,同步传输系统用奇校验,异步传输系统用偶校验。

表 1 垂直偶校验编码例

码元		ASCII 字符的十进制数字									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	
信息码元	$b_1$	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
	$b_2$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	
	$b_3$	0	0	0	0	1	1	1	1	0	
	$b_4$	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
	$b_5$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	$b_6$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	$b_7$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
偶校验码元 P	$b_8$	0	1	1	0	1	0	0	1	1	

表2是表示水平偶校验的编码,它把数据块以适当长度划分成组,然后对水平方向的码元进行偶监督,形成数据块校验字符 BCC,先发送数字码,最后发送 BCC,其特性同垂直奇偶校验, $d_{\min}=2$ 。

表 2 水平偶校验编码例

码元	ASCII 字符的十进制数字									偶校验码
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	BCC
$b_1$	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0
$b_2$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0
$b_3$	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
$b_4$	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
$b_5$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$b_6$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$b_7$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

同时进行垂直奇偶校验与水平奇偶校验的称为水平垂直奇偶校验。表3表示水平垂直偶校验的编码规则。 $b_8$ 是对每一列(即每个字符)的垂直校验,而校验码 BCC 则是对各行的水平校验。垂直校验的汉明距离为2,水平校验的汉明距离也为2,总的汉明距离便为4, $d_{\min}=4$ ,它可以检测3个错码。水平垂直奇偶校验码用途很广,在计算机系统内部传输数据(内存与外存数据交换等)、远动系统及数据通信等便是采用这种校验码。

(2) 恒比码。它在 $n$ 个码元的码字中,规定码重为 $m$ 的码字(即有 $m$ 个1)为许用码字,非 $m$ 的为禁用码字。电信部门采用的5单位保护码就是一种恒比码,它

以5个码元表示 BCD 码0~9,但这10个数字的编码中必须保持1的个数为3,见表4。恒比码的汉明距离为2,能检出奇数个差错和部分2个差错,2个置换差错无法检出,其检错能力略优于简单奇偶校验码。

表 3 水平垂直偶校验编码

码元	ASCII 字符的十进制数字									偶校验码
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	BCC
$b_1$	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0
$b_2$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0
$b_3$	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
$b_4$	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
$b_5$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$b_6$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$b_7$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
垂直偶校验 $b_8$	0	1	1	0	1	0	0	1	1	1

(3) 循环码。它是线性分组码的一个重要子类,系在严密的代数理论上建立起来的,编码和译码较简单,检错纠错的能力较强,广泛应用于数据通信、计算机、远动等技术中。

表 4 电信5单位保护电码表

数字	电码	数字	电码
0	01101	5	00111
1	01011	6	10101
2	11001	7	11100
3	10110	8	01110
4	11010	9	10011

循环码除了具有线性码的一般性质外,还具有循环性质:①循环码中任一码字循环移位后仍是该循环码中的一个码字;②一

种码中的任何两码字相加(模2加法)结果仍为一个码字。 $(n, k)$  循环码常用码多项式来表示为

$$d(x) = d_{n-1}x^{n-1} + d_{n-2}x^{n-2} + \cdots + d_1x + d_0$$

其中系数 $d_{n-1}, d_{n-2}, \cdots, d_1, d_0$ 为1或0。例如码组(0011101)可表示为 $x^4 + x^3 + x^2 + 1$ 。在 $2^k$ 个码字中,取出一个前面 $(k-1)$ 码元都是0的码字,以 $g(x)$ 表示。 $g(x)$ 的次数是 $(n-k)$ 次,是该码字集合中唯一幂次最低的一个码字。

循环码的编码就是把 $2^k$ 个信息码字构成具有 $n$ 个码元的 $2^k$ 码字多项式集合,它们都是 $g(x)$ 的倍式。凡不是 $g(x)$ 倍式的都是禁用码字。接收端把收到的码多项式作模 $g(x)$ 运算,如能被 $g(x)$ 整除的是码字,就认为是原发送码字。不能被 $g(x)$ 整除的是禁用码字,判定为错码,该过程为检错译码。或者按最大似然译码原则,认为在码字集合中与所收到码字间码距最小的码字为原发送码字,即纠错译码。

$(n, k)$  循环码的系统码形式是每个码字前 $k$ 位是原信息码元,后 $(n-k)$ 位是监督码元,编码方法是把 $k$ 位信息码元多项式左移 $(n-k)$ 位,即





林舒. 差错控制编码·基础和应用. 北京: 人民邮电出版社, 1983

(杨冠城 叶世勋)

jiandianya chonghezha

**检电压重合闸** (auto-reclosing with line voltage checking) 见三相重合闸。

jianlinxian dianliu chonghezha

**检邻线电流重合闸** (auto-reclosing with adjacent line current checking) 见三相重合闸。

jiantongbu chonghezha

**检同步重合闸** (auto-reclosing with synchronism checking between line and bus voltages) 见三相重合闸。

jiaoliu jisuantai

**交流计算台** (AC network analyzer) 一种交流电力系统的专用计算工具, 用于电力系统潮流、短路和稳定计算。20世纪50年代中期以前, 曾广泛用于交流电力系统的计算分析。20世纪60年代开始, 交流计算台已逐渐为数字计算机所代替。

交流计算台是采用数学物理模拟方法的电力系统计算工具。交流计算台中发电机元件用可调幅值和相位的静止交流电源来模拟, 变压器元件采用带抽头的变压器模拟, 输电线路采用单相的  $\Pi$  型元件组成的链形网络来模拟, 负荷元件用电感和电阻来模拟。可以根据被研究的电力系统图将以上各种元件连接。在研究三相不对称故障时, 根据序网来接线。交流计算台的电源频率可以采用工频或较高的频率, 例如200 Hz。采用较高频率可以减少电感和电容的尺寸和数量。

用交流计算台可以计算电力系统正常及故障状况下有功及无功功率的分布和电压的幅值及相位, 也可以计算各种短路形式下的短路电流; 还可以用分段计算法来求解电力系统的微分方程式, 进行暂态稳定计算。交流计算台的准确度取决于电感、电阻、电容元件的阻抗值的精确度, 电源频率的精度以及量测仪表的精确度。在求解微分方程进行分段计算时, 这些误差是积累的。由于精确度的限制、网络规模的限制以及操作时需要较多的人力和时间等原因, 交流计算台的作用已被数字计算机替代。

#### 参考书目

阿扎里也夫著, 电力系统的数学模拟. 韩祯祥等译, 北京: 中国工业出版社, 1965

(顾永昌)

jiaozhiliu shudian binglian yunxing

**交直流输电并联运行** (parallel operation of AC and DC transmission) 两个交流电力系统之间既有交流输电线联网又有直流输电线相联而形成的交流输电与直流输电彼此并联的联网运行方式。

交流输电和直流输电的起点, 可以是在送端电网的同一点, 也可以是不同地点; 其终点往往是在受端电网的不同地点, 也可以是同一点。这种输电方式, 亦常称交直流混合输电。由于两个电力系统间有交流输电线相联, 仍属同步联网, 两个电力系统具有相同的频率, 但在运行上却与纯交流联网有不同的特点。

交直流并联联网运行, 总是在先有交流输电线联网的情况下, 后加直流输电线而形成的。先有直流后有交流的例子很少。当两个相距甚远的电力系统间已有交流输电联网而又需要增加联网的输电容量时, 面临着增设同样的交流输电联网线路, 还是增加直流输电联网线路的抉择问题。增设交流输电联网线路有三个问题需要考虑: ①若起点、落点均与原输电线不同, 则存在环流问题; ②即使起落点均相同, 也存在增大短路电流容量问题; ③新增输电线的输送容量必然受系统稳定、网络参数等因素的限制, 不可能充分利用。而增设直流输电联网线路不但可避免上述缺点, 而且可用直流输电联网线路附加控制系统进行直流调制, 能够抑制两个电力系统间的振荡, 甚至还能增加原有交流输电联网线路的输送容量。因此, 在技术经济比较中, 增设直流输电联网线路方案, 往往是有利的。

直流调制的原理是在直流输电的控制系统中加入附加的直流调制器, 从并联的交流输电联网线路上取得反映交流输电联网线路是否异常 (如功率大幅度突变、振荡等) 的信号, 来调节控制直流输电线路的功率, 使之快速吸收或补偿交流输电联网线路的功率过剩或缺额, 起到阻尼作用, 从而消除交流输电联网线路上的功率振荡和不稳定因素, 并提高交流输电联网线路的输送容量。

直流调制的效果与整个系统的结构有关。一般地讲, 直流输电联网线路的容量相对于与之并联的交流输电联网线路的容量 (或被联系统的容量) 的比例愈大, 调制的效果愈好。此外, 直流调制的效果也与其在系统中的位置以及调制器本身的设计参数有关。

直流调制有大、小方式之分。大方式调制的目的在于提高交流输电联网线路的暂态稳定性, 直流功率调制幅度达20%~50%。采用大方式调制, 直流换流装置应留有相应的裕度, 因为换流器的过载能力很小。小方式调制的目的在于提高交流输电联网线路的动态稳定性, 抑制功率振荡, 其直流功率调制幅度一般只有3%~10%。

直流调制最早应用于加拿大的魁北克和新不伦斯维克两省之间的交直流并联联网工程中,效果良好。20世纪60年代中叶,美国西部的太平洋联络线双回500 kV交流输电线投产后,连续于1968、1969、1970年在重负荷情况下产生低频振荡,1970年增设并联的±400 kV、1440 MW、1372 km的直流输电联网线路后,采用了小方式直流调制措施,调制幅值为3% (±40 MW),起到了抑制低频振荡的作用,还使原来的交流输电联网线路的输送容量由2100 MW增加到2500 MW。这是目前应用最成功的实例。

#### 参考书目

Cresap R L et al. Small-Signal Modulation of the Pacific HVDC Intertie. In: IEEE PAS-95, No. 2, 1976

(何太愚 费翔群)

jiedian daoda juzhen

### 节点导纳矩阵 (node admittance matrix)

以系统元件的等值导纳为基础所建立的、描述电力网络各节点电压和注入电流之间关系的线性方程组的系数矩阵。因矩阵元素由网络节点自导纳和节点间互导纳组成而得名。它是节点阻抗矩阵的逆矩阵。

**节点导纳矩阵的基本形式** 用数学方法描述网络各节点电压和各节点注入电流之间关系的方程式,称为电力系统网络方程,其最常见的形式之一是导纳矩阵方程, $n$ 个节点网络的方程形式如下

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2i} & & Y_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & & Y_{ii} & & Y_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_i \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_i \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中 $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dots, \dot{U}_i, \dots, \dot{U}_n$ 为节点电压, $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_i, \dots, \dot{I}_n$ 为节点注入电流。由元素 $Y_{11}, Y_{12}, \dots, Y_{1i}, \dots, Y_{1n}, Y_{21}, Y_{22}, \dots, Y_{2i}, \dots, Y_{2n}, \dots, Y_{i1}, Y_{i2}, \dots, Y_{in}, \dots, Y_{n1}, \dots, Y_{nn}$ 组成的系数矩阵为节点导纳矩阵。

节点导纳矩阵的非对角元素 $Y_{ij}$  ( $i \neq j$ ) 为节点 $i$ 、 $j$ 之间互导纳,即支路导纳的负值,其计算式为

$$Y_{ij} = -y_{ij} = -\frac{1}{z_{ij}} \quad (2)$$

式中 $Y_{ij}$ 为节点 $i$ 、 $j$ 之间互导纳; $z_{ij}$ 为支路阻抗。若 $i$ 、 $j$ 之间无直接支路相连,则 $Y_{ij}=0$ 。节点导纳矩阵的对角元素 $Y_{ii}$  ( $i=j$ ) 为节点自导纳,等于与该节点相连接的各支路导纳之和

$$Y_{ii} = y_{i0} + \sum_{j=1, j \neq i}^n y_{ij} \quad (3)$$

式中 $y_{i0}$ 为节点 $i$ 对地支路的导纳。

**节点导纳矩阵特点** 通常电力网节点导纳矩阵有如下特点。

(1) 节点导纳矩阵是一个对称的方阵。矩阵的非对角元素 $Y_{ij}=Y_{ji}$ 。

(2) 节点导纳矩阵是一个零元素很多的稀疏矩阵。由于网络中的相邻节点之间只有通过支路才具有直接相连接的关系,而平均一个节点只与2~3个节点直接相连,因而矩阵中大量的非对角元素为零。通常大型电力网节点导纳矩阵中的零元素可达90%以上。

**节点导纳矩阵应用** 在用计算机分析电力系统时,根据节点导纳矩阵对称和稀疏的特点,20世纪60年代后期开始发展了处理大型稀疏矩阵的程序技巧,如节点编号优化,减少消元过程中产生非零注入元的数量以及矩阵非零元素存储技术等。在此基础上,发展和全面更新了电力系统分析计算程序,较大地提高了解题规模和计算速度。到20世纪80年代,以电力系统潮流、短路、稳定计算为主体的电力系统分析计算机程序都已建立在应用导纳矩阵和稀疏矩阵处理技术的基础之上。

(周孝信)

jiedian zukang juzhen

### 节点阻抗矩阵 (node impedance matrix)

以系统元件的等值阻抗为基础所建立的、描述电力网络各节点电压和注入电流之间关系的线性方程组的系数矩阵。因矩阵元素由网络节点自阻抗和节点间互阻抗组成而得名。它是节点导纳矩阵的逆矩阵。

**节点阻抗矩阵的基本形式** 用数学方法描述电力网络各节点电压和各节点注入电流之间关系的方程式,称为电力系统网络方程,其最常见的形式之一是阻抗矩阵方程, $n$ 个节点网络的方程形式如下:

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & & Z_{2i} & & Z_{2n} \\ \vdots & & \ddots & \vdots & & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & & Z_{ii} & & Z_{in} \\ \vdots & & & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{ni} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_i \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_i \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中 $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dots, \dot{U}_i, \dots, \dot{U}_n$ 为节点电压, $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_i, \dots, \dot{I}_n$ 为节点注入电流。由元素 $Z_{11}, Z_{12}, \dots, Z_{1i}, \dots, Z_{1n}, Z_{21}, Z_{22}, \dots, Z_{2i}, \dots, Z_{2n}, Z_{i1}, Z_{i2}, \dots, Z_{in}, \dots, Z_{n1}, \dots, Z_{nn}$ 组成的系数矩阵为节点阻抗矩阵。

节点阻抗矩阵与节点导纳矩阵的互逆关系可由下式表示



$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2i} & & Y_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & & Y_{ii} & & Y_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & & Z_{2i} & & Z_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & & Z_{ii} & & Z_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{ni} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & & 0 & & 0 \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ 0 & 0 & & 1 & & 0 \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

由式(2)可知,任一系列阻抗矩阵元素都可由导纳矩阵方程解出,以第*i*列为例

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2i} & & Y_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & & Y_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & & Y_{ni} & & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{1i} \\ Z_{2i} \\ \vdots \\ Z_{ii} \\ \vdots \\ Z_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

节点阻抗矩阵元素的物理意义可表述为:网络中节点*i*注入单位电流时,网络各节点电压即为节点阻抗矩阵第*i*列值。

节点阻抗矩阵特点 通常电力网节点阻抗矩阵有如下特点。

(1)节点阻抗矩阵是一个对称的方阵。矩阵的非对角元素 $Z_{ij}=Z_{ji}$ 。

(2)节点阻抗矩阵是一个没有零元素的满矩阵。

节点阻抗矩阵应用 电力系统分析计算曾广泛应用阻抗矩阵方程求解网络。对于已知节点注入电流求解节点电压的计算,用阻抗矩阵方程可迅速求出结果;用阻抗矩阵方程迭代求解潮流问题,收敛性好。然而由于阻抗矩阵是对称的满矩阵,对计算机的存储量需求大,已逐渐为以导纳矩阵为基础的稀疏矩阵算法中的稀疏矩阵替代。尽管如此,用式(3)所示的稀疏矩阵算法求取阻抗矩阵某列元素,用以进行有关计算,仍然是电力系统短路、复杂故障、暂态稳定和静态稳定计算经常采用的方法。

(周孝信)

经济比较法

(method of economic comparison) 在定量评估可靠性指标的基础上,评估各种方案的可靠性水平,从中找出最优方案的方法。可用各种定量化可靠性指标与费用指标进行比较。常用的可靠性指标及其相应的费用指标,见表。

最常用的经济比较法有绝对可靠性评估法、可靠性排列法、可靠性比较分析法、成本与效益分析法和可靠性优化法等5种。

绝对可靠性评估法 选定一项可靠性指标作为评价方案的依据,当达不到规定指标时,则要改变设计方案。在发电可靠性评估中,半定量化的概念性指标——备用容量百分值曾被用作这种指标。在概率指标形成以后,电力不足期望值(LOLE)或电力不足概率(LOLP)就成为这种指标。

可靠性排列法 在选定的可靠性指标的基点上来比较不同设计或计划的相对佳度,然后把各个被比较

的方案按其相对佳度的递增或递减顺序排列,选出最优方案。此法的优点是可以直接应用潮流计算的结果,不需进行电力不足概率的计算,故应用较方便;其缺

可靠性经济学常用指标

可靠性指标	费用指标
故障率(次/a)	元/a
故障频率(次)	元/次
停电持续时间(h)	元/h
停电容量(kW)	元/kW
停电电量(kW·h)	元/(kW·h)
平均修复时间(h)	元/h
期望缺供电量(kW·h/a)	元/(kW·h)

点是与经济的联系少,较难从经济上来评价其相对佳度指标的经济效益。这种方法的另一种演变是“打分法”,即选定若干评判项目对诸比较方案进行逐项评定,最后以总分的高、低顺序排列择优。显然,评定人员的经验在这里起着重要作用。

可靠性比较分析法 计算被比较方案的投资,然后再以单位投资所取得的可靠性指标改善幅度来衡量各方案的优劣。例如,在配电系统中,当采用每个用户每年的累计停电时间期望值为比较基点时,衡量各方案的尺度*I*按下式计算

$$I = \frac{\text{减少的停电时间}}{\text{方案的投资}}$$

*I*值越大,表明单位投资所取得的可靠性指标改善幅度越大,所以*I*值应取大者为优。

成本与效益分析法 要求计算出可靠性指标改善所对应的经济价值,然后再与所需投资作比较。成本和效益均表示为共同的货币单位,效益应大于成本,而且比值越大越好。这种方法的优点是在同一的定量化的成本和增益的基础上判断一个设计或计划方案是否合理。

可靠性优化法 以计算成本和增益为基础,寻求

最佳可靠性水平的一种方法。此法经常把电力系统故障引起的停电损失作为系统可靠性的函数，然后计算作为可靠性的函数的系统总的安装费用，最后按停电损失和总安装费用最小来决定系统的可靠性水平。

#### 参考书目

- Marks G E. Reliability Economics. IEEE TC, 1982  
 Shipley R B, Palton A D, Denison A D. Power Reliability Cost vs Worth. IEEE Trans. 1972. 2204~2212

(郭永基)

jingtiguan jidian baohu zhuangzhi

**晶体管继电保护装置** (transisterized relay protection equipment) 以晶体三极管为基础构成的继电保护装置，属静态继电器。

晶体管继电保护装置包括故障起动、测量元件和逻辑回路诸部分，均以晶体管回路构成。其中的三极管工作于开关状态，不用于线性放大。装置的跳闸出口回路用可控整流器、干簧继电器或小型电磁继电器。

早期装置中用 PNP 锗三极管，后用 NPN 硅三极管。

**基本晶体管电路** 基本晶体管电路有：开关电路，门电路，继电触发器，延时动作电路，延时返回电路和交流波-方波变换器等。基本晶体管逻辑电路分正逻辑和负逻辑。

**正逻辑和负逻辑** 以三极管的高电位或低电位输出表示开关信号，前者叫 1 信号，后者叫 0 信号。可以用 1 信号也可以用 0 信号来表示开关接通。前一种方式叫正逻辑，后一种叫负逻辑。在一套晶体管保护中，通常两种逻辑兼用。

**开关电路** 图 1 (a) 是共发射极三极管开关电路。这种电路有很高的电流放大倍数，当由基极注入电流时，集电极-发射极间将由截止状态变为饱和导通，可用以控制另一电路，例如在延时电路中用来控制电容的充放电；在门电路中作为下一级门的输入信号等。

开关电路也是一个反相器，当输入为 0-1 变化时，输出为 1-0 变化，反相器也叫做“非门”。

**门电路** 由二极管组成，其特点是多输入-输出。

在正逻辑中，按图 1 (b)，任何一个输入为 1，则输出为 1，故电路是“或”门，和并联的动合触点相当；按图 1 (c)，只有当所有输入为 1，输出才为 1，故电路是“与”门，和串联的动合触点相当。

在负逻辑中，按图 1 (b)，只有所有输入为 0，输

出才为 0，电路是“与”门；按图 1 (c)，任一输入为 0，输出为 0，电路是“或”门。可见，同一电路在正逻辑中或负逻辑中表达不同的逻辑关系。正逻辑的“或”就是负逻辑的“与”；正逻辑的“与”就是负逻辑的“或”。

在图 1 (b) 和图 1 (c) 的输出端各连接一个反相器，就分别构成“或非”门和“与非”门。

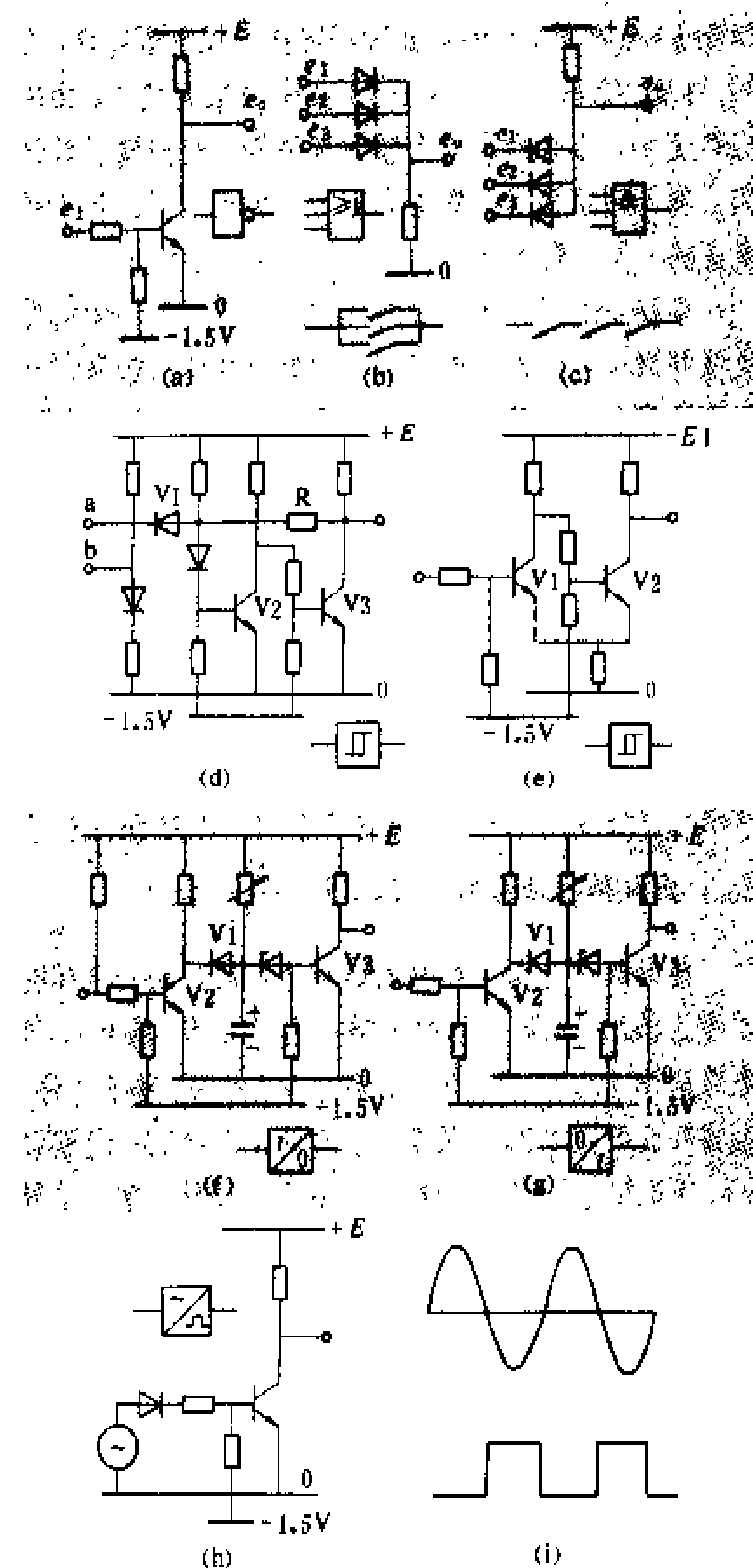


图 1 晶体管基本电路

- (a) 开关电路；(b) 或门；(c) 与门；(d) 继电触发器；  
 (e) 施密特触发器；(f) 延时动作电路；(g) 延时返回电路；  
 (h) 交流波-方波变换器；(i) 波形图

**继电触发器** 一般是一个有正反馈的两级电路。当输入信号逐渐加大到某一设定数值时，电路突然翻转，在晶体管保护中用以检测一定幅值的直流信号。

图 1 (d) 所示的继电触发器要求在预置的正电位



上叠加一个负信号。这个预置的正电位叫“门坎”，相当于电磁式继电器中的反作用弹簧。当输入负信号的幅值大于门坎电压与二极管 V1 压降之和时，V2 不能维持导通，V3 从截止状态变为导通。反馈电阻 R 用来加速这个翻转过程。而当输入负信号的幅值逐步减小时，要减小到小于动作值才能使电路复原，因此电路的返回系数小于 1。

施密特触发器是继电触发器常用的另一种形式，如图 1 (e) 所示。它的正反馈用射极偏置电压实现。当 V1 导通 V2 截止时，由于 V1 集电极电流较 V2 集电极电流小，偏置电压自动较原来降低，使翻转过程加快。输入用正信号，置于 0 V 上，输出信号的零不是真正的 0 V，而是比 0 V 稍高的射极偏置电压。

零指示器是一种特殊的继电触发器，其门坎电压极低并减少正反馈，变成一个用来检测输入信号正负极性的高灵敏电路，用于绝对值比较。

延时动作电路 用以对输入信号实现一定的延时输出，即定时限时间元件，其电路如图 1 (f)。正常时 V2 导通，电容被短接。当在输入端施加零信号时，V2 截止，电容开始充电。如忽略二极管 V1 压降，可以认为电容上电压  $E_c$  按  $E_c = E(1 - e^{-t/RC})$  上升。当  $E_c$  上升到稳压管击穿电压时，V3 基极电路中出现电流，V3 导通，输出零信号。设 V3 饱和导通时电容上电压为  $E_{cd}$ ，则获得的延时为  $t = RC \ln \left( \frac{E}{E - E_{cd}} \right)$ 。

延时返回电路 在输入信号停止后，经一定延时才停止输出，用以人为延长输入信号时间（展宽），其电路如图 1 (g)。正常时 V2 截止 V3 导通，输出为零，电容在充好电状态。在输入端施加 1 信号后，电容经 V1、V2 放电，V3 立即截止，输出 1 信号。输入信号停止后，电容经充电电阻充电，经一定时间后 V3 才能重新输出零信号。

交流波-方波变换 用以检测交流信号的过零时刻和相位比较，如图 1 (i) 所示。电路如图 1 (h)，将交流信号加于三极管开关电路输入端，负半周时三极管截止，集电极输出 1 信号，正半周时三极管饱和导通，集电极输出零信号，交流波变成方波。

交流量的综合和处理 见整流型继电器。

晶体管继电器电路 归纳为如下三点。

反应一个交流量的继电器 反应一个交流量的继电器有各种单一与综合量（如相序分量）输入的电流与电压继电器，其基本框图如图 2 (a) 所示， $\dot{A}$  代表输入量，1 为隔离与量值变换用互感器，2 为综合和处理网络，3 为整流桥及输出平滑电路，4 为继电触发器。4 以前都是无源网络。用调整分压值或门坎电压的方法来给定继电器的动作值。

反应两个交流量的绝对值比较 图 2 (b) 是环流法接线，图 2 (c) 是均压法接线。 $r_1$ 、 $r_2$  为附加电阻，在环流法中用以提高负载电阻  $y$  上的电压；在均压法中用以提供电流的通路。 $a$ 、 $b$  是比较器的输出端，执行元件是零指示器。输出端在接至零指示器前，还要经平滑滤波和限幅。电路的动作条件是  $|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$  或  $|\dot{B}| \geq |\dot{A}|$ ，视输出端  $a$ 、 $b$  和零指示器输入端相对接法而定。继电器的动作特性由  $|\dot{A}| = |\dot{B}|$  导出。

反应两个交流量的相位比较 图 2 (d) 是用测量方波重叠时间的方法实现两个交流量相位比较的基本电路框图。图 2 (e) 是按正逻辑表示的波形图。图 2 (e) 中  $a$ 、 $b$  是交流波-方波变换器 1 和 2 的输出信号， $c$  为“与”门 3 的输出信号。当  $c$  为 1 时，积分器 4 中电容逐渐充电， $c$  转为零时，则瞬时放电，如图中的锯齿形曲线。图 2 (e) 表示两交流波相角差  $\varphi$  不大，方波重叠时间足够长，充电电压超过了动作值，积分器有输出如  $d$ ， $e$  为经展宽回路 5 展宽后的动作信号。对于工频 50 Hz 的情况，若规定积分器的动作时间为 5 ms，则比相器的动作条件为  $270^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ 。上述比较只在半周内进行，为了提高动作速度，可增设一套在另一半周内工作的比相器，两套比相器接至一个“或”门输出。继电器

反应两个交流量的相位比较 图 2 (d) 是用测量方波重叠时间的方法实现两个交流量相位比较的基本电路框图。图 2 (e) 是按正逻辑表示的波形图。图 2 (e) 中  $a$ 、 $b$  是交流波-方波变换器 1 和 2 的输出信号， $c$  为“与”门 3 的输出信号。当  $c$  为 1 时，积分器 4 中电容逐渐充电， $c$  转为零时，则瞬时放电，如图中的锯齿形曲线。图 2 (e) 表示两交流波相角差  $\varphi$  不大，方波重叠时间足够长，充电电压超过了动作值，积分器有输出如  $d$ ， $e$  为经展宽回路 5 展宽后的动作信号。对于工频 50 Hz 的情况，若规定积分器的动作时间为 5 ms，则比相器的动作条件为  $270^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ 。上述比较只在半周内进行，为了提高动作速度，可增设一套在另一半周内工作的比相器，两套比相器接至一个“或”门输出。继电器

反应两个交流量的绝对值比较 图 2 (b) 是环流法接线，图 2 (c) 是均压法接线。 $r_1$ 、 $r_2$  为附加电阻，在环流法中用以提高负载电阻  $y$  上的电压；在均压法中用以提供电流的通路。 $a$ 、 $b$  是比较器的输出端，执行元件是零指示器。输出端在接至零指示器前，还要经平滑滤波和限幅。电路的动作条件是  $|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$  或  $|\dot{B}| \geq |\dot{A}|$ ，视输出端  $a$ 、 $b$  和零指示器输入端相对接法而定。继电器的动作特性由  $|\dot{A}| = |\dot{B}|$  导出。

反应两个交流量的绝对值比较 图 2 (b) 是环流法接线，图 2 (c) 是均压法接线。 $r_1$ 、 $r_2$  为附加电阻，在环流法中用以提高负载电阻  $y$  上的电压；在均压法中用以提供电流的通路。 $a$ 、 $b$  是比较器的输出端，执行元件是零指示器。输出端在接至零指示器前，还要经平滑滤波和限幅。电路的动作条件是  $|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$  或  $|\dot{B}| \geq |\dot{A}|$ ，视输出端  $a$ 、 $b$  和零指示器输入端相对接法而定。继电器的动作特性由  $|\dot{A}| = |\dot{B}|$  导出。

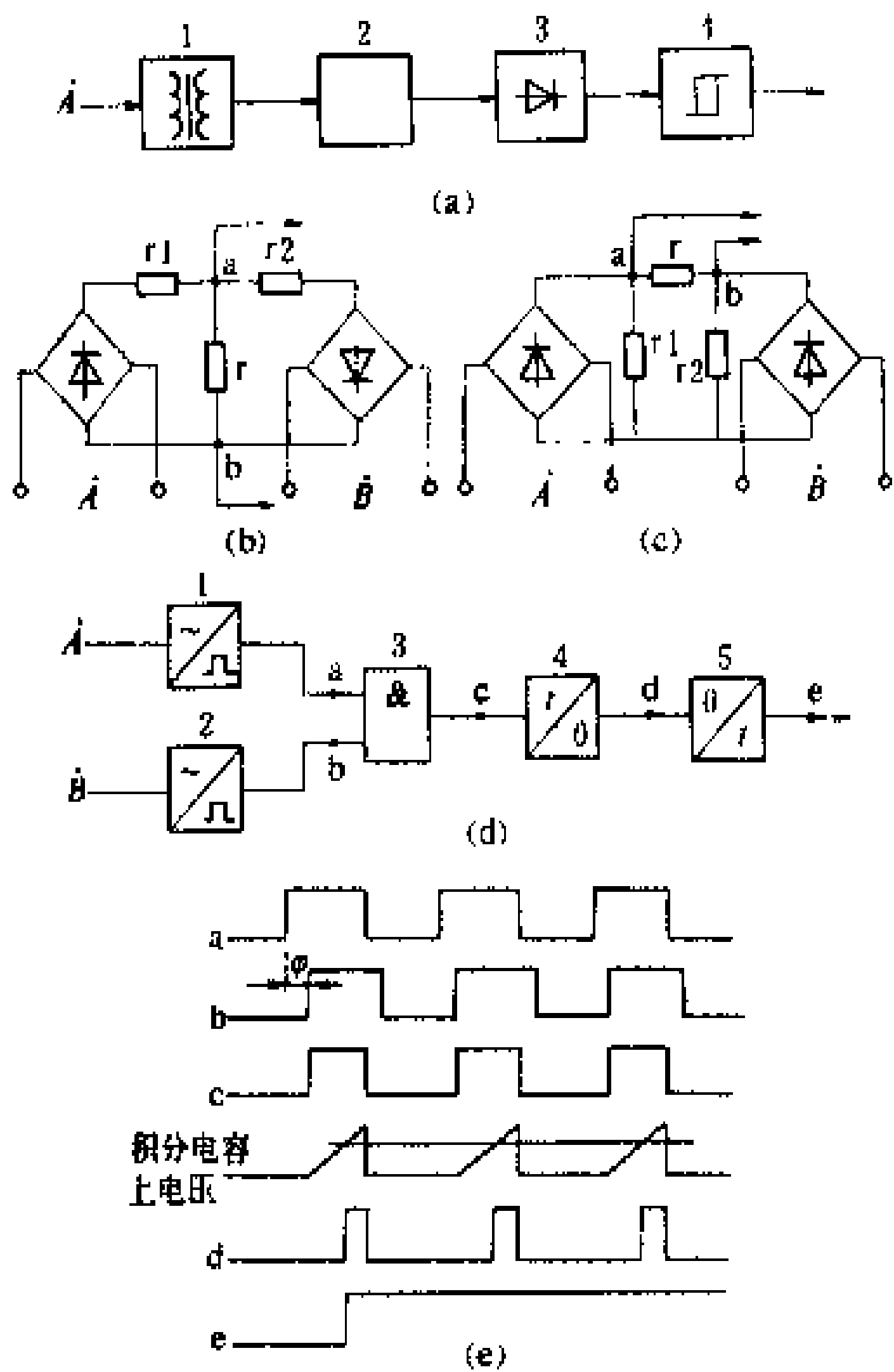


图 2 晶体管继电器电路  
(a)反应一个量的框图；(b)绝对值比较环流法；(c)绝对值比较均压法；(d)相位比较框图；(e)相位比较波形图

绝对值比较电路可用来构成各种常用的差动、距离、功率方向继电器等。

两个交流量的相位比较 图 2 (d) 是用测量方波重叠时间的方法实现两个交流量相位比较的基本电路框图。图 2 (e) 是按正逻辑表示的波形图。图 2 (e) 中  $a$ 、 $b$  是交流波-方波变换器 1 和 2 的输出信号， $c$  为“与”门 3 的输出信号。当  $c$  为 1 时，积分器 4 中电容逐渐充电， $c$  转为零时，则瞬时放电，如图中的锯齿形曲线。图 2 (e) 表示两交流波相角差  $\varphi$  不大，方波重叠时间足够长，充电电压超过了动作值，积分器有输出如  $d$ ， $e$  为经展宽回路 5 展宽后的动作信号。对于工频 50 Hz 的情况，若规定积分器的动作时间为 5 ms，则比相器的动作条件为  $270^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ 。上述比较只在半周内进行，为了提高动作速度，可增设一套在另一半周内工作的比相器，两套比相器接至一个“或”门输出。继电器

的动作特性由给定两交流量具有临界相位差的关系导出。

相位比较电路可用来构成各种差动、距离、功率方向继电器等，在晶体管保护中较绝对值比较电路更为常见。

**绝对值比较和相位比较的等效互换** 在比相临界角为 $\pm 90^\circ$ 的特定情况下，输入不同的交流量，可以用绝对值比较电路，也可以用相位比较电路，构成具有完全相同特性的各种继电器。两个电路的等效互换原理，见整流型继电器。

**逆变电源** 为可靠，也为安全，晶体管保护的直流电源由逆变器提供。逆变器以变电所直流（110～220 V）为电源，变为适合保护需要的直流电源并实现隔离，以避免变电所直流网络干扰窜入保护。逆变器可用多谐振荡产生交变电压或用开关电路将高压直流“切碎”，在高频变压器二次侧感应出20～30 kHz 低压交变电压，经整流、滤波、稳压变为稳定的直流电源电压。

每套晶体管保护都有自己的逆变器，供给例如18～22 V 集电极电压，-1.5 V 基极偏压，和出口继电器所需的24 V 电压等。

**连续监视** 为防止电子器件损坏时保护装置误动，晶体管保护设有连续监视。例如，正常运行时，保护装置由一个反应故障量的起动元件闭锁着，保护中所有关键部位的电位经“或”门接至一个带长延时的监视继电器，所带延时大于保护装置的最大动作时间。如果监视继电器动作，即表示保护装置运行不正常，立即将保护装置闭锁并发出警报。监视继电器动作后自保持，手动方能解除。通常，晶体管保护的内部连续监视是相当不完善的。

**出口继电器** 晶体管保护的跳闸出口，可用可控整流器，但需特别注意防止因干扰而引起的误动作。也可以用大功率干簧继电器或小型电磁继电器。

（刘金铎）

jingtai wending jisuan

**静态稳定计算** (steady state stability analysis) 电力系统受到小干扰后稳定性的计算，亦称小干扰稳定计算。

电力系统的静态稳定，是指电力系统受到小干扰后，不发生自发振荡或非周期性失稳，并自动恢复到起始运行状态的能力。所谓小干扰，是指系统运行参量或系统结构的微小变化，如电力系统中负荷的小量波动，配电网的局部操作，发电机运行参数的极小改变等。正常运行中的电力系统，几乎每时每刻都会受到小干扰

的作用。因此，要使电力系统保持正常运行，首先应该具备静态稳定的条件。

静态稳定计算是分析、预测电力系统静态和动态稳定性的主要方法。在输电系统的规划设计中，通过静态稳定计算，确定输电线路的静态稳定功率极限和静态稳定储备系数，为输电系统的设计提供依据。在实际运行的电力系统中，通过静态稳定计算，确定在静态稳定条件下输电线路可送出的最大功率；分析系统静态稳定破坏或产生低频振荡的原因；合理整定发电机励磁调节器、电力系统稳定器等自动装置的参数从而提高系统阻尼性能。因此，静态稳定计算在电力系统规划和运行分析中占有重要位置。

静态稳定计算方法随电力系统规模扩大、装备更新以及计算分析工具的进步而不断发展。

20 世纪 60 年代以前的静态稳定分析，主要研究同步力矩不足的非周期失步，采用简单的  $dP/d\delta$  实用判据。为了研究负荷电压特性对静态稳定的影响，又引入  $dQ/dU$  实用判据。运用这两种实用判据的计算分析方法属于实用计算法。20 世纪 60 年代以后，由于大规模超高压输电系统的建立，电力系统中产生了一些新的危及系统稳定运行的物理现象，给静态稳定分析增添了新的内容。如互联电力系统的低频功率振荡分析，电力系统稳定器 (power system stabilizer, PSS) 的配置及参数整定等，都属于静态稳定分析研究的范畴。对此，实用计算法已不能满足分析的要求。用小干扰法即线性化分析法对静态稳定进行计算分析在理论上比较完善。特别是这种方法可以详细考虑调节系统的动态特性，因此在分析上述各种问题时，广泛采用了小干扰法。

**静态稳定实用计算法** 依据实用判据对电力系统静态稳定进行简化计算，是在数字计算机广泛应用以前采用的方法。应用实用计算法的前提是：假定系统不会发生自发的周期性振荡失步，认为系统静态稳定破坏是非周期性的，并且不考虑原动机调节的作用；以发电机暂态电抗  $x'_d$  后电动势  $E'$  恒定或电动势  $E'$  恒定近似考虑励磁调节的影响。电力系统发展初期的简单系统基本符合这些假设条件。

**$dP/d\delta$  实用判据** 根据一机无穷大母线电力系统非周期性静态稳定破坏的物理概念得出的判据。发电机、变压器、输电线和无穷大母线组成的电力系统如图 1 所示。图中无

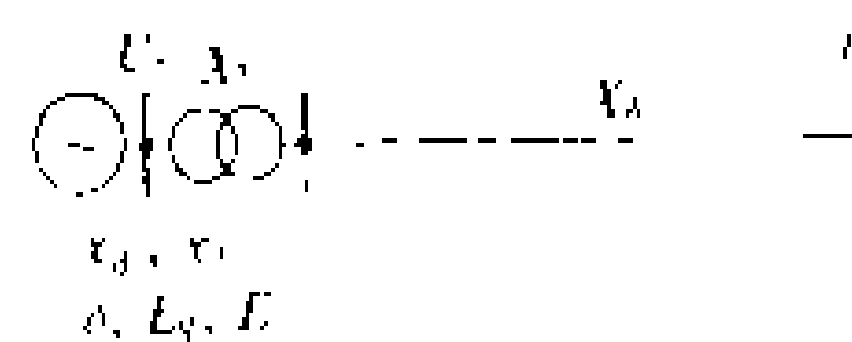


图 1 一机无穷大母线电力系统

穷大母线电压  $U_0$ ，若不计励磁调节作用，发电机电动势以  $x'_d$  后电动势  $E'$  表示，其电磁功率可用下式表示



$$P_E = \frac{E_0 U_c}{X_{\Sigma}} \sin \delta \quad (1)$$

式中  $X_{\Sigma}$  为发电机、变压器和线路电抗之和,  $X_{\Sigma} = x_d + X_T + X_L$ 。

式(1)所表示的发电机电功率与角度的关系可用图2所示的功角特性曲线示出。

设某一运行方式下, 发电机发出电功率为  $P_0$ , 原动机输入机械功率为  $P_T = P_0$ , 系统处于平衡状态。如图2所示。此时系统可能有 a、b 两个平衡点。a 点处于功角曲线上升部分, 功角的增加导致输出电功率增加,  $dP/d\delta > 0$ , 系统是稳定的。b 点处于功角曲线下降部分, 功角增加导致输出电功率减少,  $dP/d\delta < 0$ , 系统是不稳定的。因此, 对一机无穷大母线电力系统, 可以用  $dP/d\delta > 0$  作为系统静态稳定的判据。在  $\delta < 90^\circ$  的范围内,  $dP/d\delta > 0$ , 系统运行是稳定的。 $\delta$  越接近  $90^\circ$ ,  $dP/d\delta$  值越小, 稳定程度越低。当  $\delta = 90^\circ$  时, 系统处于稳定与不稳定的边界, 称为静态稳定极限。通常电力系统在低于静态稳定极限之下运行而保有一定储备。静态稳定储备系数为

$$K_P \% = \frac{P_1 - P_0}{P_0} \times 100\% \quad (2)$$

式中  $P_1$  为极限功率;  $P_0$  为正常运行方式下的输送功率。

对于多台发电机并列运行的多机电力系统, 也可以用  $dP/d\delta$  判据近似计算分析系统静态稳定。其条件是, 所分析的电力系统基本上可以看作是等值的两机系统或一机对无穷大母线系统。这种假设对于系统两部分之间的联络线有明显的功率送受关系的情况是可以接受的。通常的做法是, 在计算中逐步加大送端发电机发出的功率, 逐步减少受端发电机发出的功率或逐步加大受端地区负荷, 中间发电机保持功率不变或角度不变, 从而使送受端之间的输电线功率逐渐加大, 直到线路的功率不再增加为止, 此时即可认为  $dP/d\delta = 0$ , 达到了系统静态稳定极限。但显然, 对于功率送受关系复杂的电力系统, 或者存在负阻尼低频振荡的电力系统, 都不宜采用  $dP/d\delta$  实用判据的静态稳定计算法。

**dQ/dU 实用判据** 根据负荷电压稳定的物理概念得出的静态稳定判据。设负荷主要由感应电动机组成, 则在其拖动机械负荷一定的条件下, 电动机从电力网吸取的无功功率与端电压之间存在非线性关系, 如图3中  $Q_L$  曲线所示, 而发电机发出的无功功率同端电

压之间呈现另一种非线性关系, 如图3中  $Q_G$  所示。两曲线相交的 a、b 两点是无功功率平衡的运行点。a 点是静态稳定的, b 点是静态不稳定的。据此可得相应的稳定判据为

$$\frac{d(Q_G - Q_L)}{dU} \leq 0 \quad (3)$$

$$\text{或} \quad \frac{dQ}{dU} \leq 0 \quad (4)$$

用  $dQ/dU$  判据判别静态稳定时, 静态稳定储备系数为

$$K_U \% = \frac{U_n - U_{cr}}{U_n} \times 100\% \quad (5)$$

式中  $U_n$  为正常方式下电压;  $U_{cr}$  为保持静态稳定的临界电压。

**静态稳定小干扰分析法** 也称小振荡法, 是根据

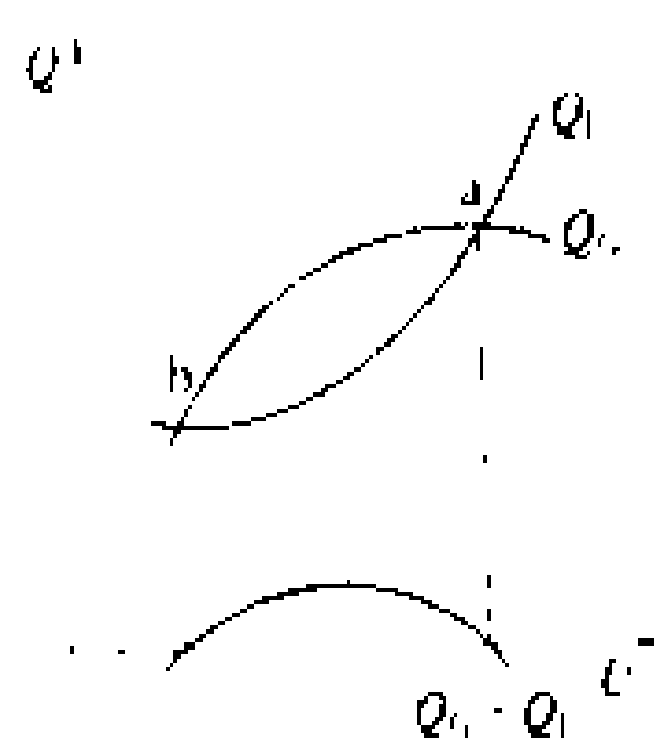


图3 无功功率特性曲线

李亚普诺夫 (Lyapunov) 稳定性理论, 以线性化分析为基础的分析方法。用这种方法分析静态稳定, 除线性化外, 不再需要对所分析的系统模型做出象实用计算法那样的假定。只要计算规模允许, 可用来分析任何具有复杂模型的问题。

用小干扰法计算分析电力系统静态稳定的步骤是: ①列出系统的非线性动态方程式; ②给定初始运行方式, 将非线性方程在运行点附近线性化, 即认为系统的所有变量都在其初始方式下作微小变动, 这是小干扰法最基本的假定前提; ③根据线性化的结果, 列出系统线性化状态方程; ④求系统状态方程矩阵  $A$  的特征值并进行特征值灵敏度分析, 判别系统的静态稳定性, 分析系统参数对稳定性的影响。

**线性化状态方程** 将描述电力系统各元件包括发电机及其调节系统、网络以及其他元件动态特性的方程式在稳态运行点附近线性化, 可以得到全系统的线性化状态方程, 其一般形式为

$$\dot{X} = AX \quad (6)$$

式中  $X$  为系统状态变量向量;  $A$  为系数矩阵。 $A$  矩阵元素取决于系统的结构、参数和稳态运行点。对于复杂的多机电力系统,  $A$  矩阵结构复杂, 形成  $A$  矩阵是静态稳定计算的重要步骤。

**特征值及特征值灵敏度** 小干扰静态稳定分析的主要工作是求取矩阵  $A$  的特征值, 并根据特征值的性质分析系统的稳定性。若系统全部特征值中某一或某

对特征值 ( $\lambda_i = \alpha_i + j\beta_i$ ) 的实部  $\alpha_i$  为正值, 则系统不稳定。相应于正实部特征值的虚部  $\beta_i$  为零, 表明系统为非周期性失去稳定; 相应的虚部  $\beta_i$  不为零, 则系统是周期性振荡失去稳定。

求取实数矩阵  $A$  全部特征值的数值计算可采用 QR 算法。但对高阶的大型系统, 现有 QR 算法会遇到不收敛的问题, 为此, 发展了一些求取系统主导特征值的迭代算法。

为了进一步分析系统参数对稳定性的影响, 合理选择系统参数, 可进行特征值灵敏度分析, 求取矩阵  $A$  的特征值  $\lambda_i$  对形成  $A$  矩阵元素的某一参数  $\alpha$  的灵敏度

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial \alpha} = \frac{\left( \frac{\partial A}{\partial \alpha} W_i \right)^T V_i}{W_i^T V_i} \quad (7)$$

式中  $W_i$  和  $V_i$  为特征值  $\lambda_i$  相应的左右特征向量。  $\partial A / \partial \alpha$  为矩阵  $A$  对参数  $\alpha$  的偏导数矩阵。

根据  $\partial \lambda_i / \partial \alpha$  实部和虚部数值, 可分析参数  $\alpha$  对特征值  $\lambda_i$  从而对系统稳定性的影响。

一机无穷大母线系统的静态稳定分析 静态稳定研究的基础示例。其中发电机可取 7 阶、5 阶、3 阶、2 阶动态数学模型, 可考虑励磁调节系统和原动机调速系统的动态方程式。

发电机取用 3 阶数模的系统线性化状态方程, 如式 (8) 所示。

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T'_{d0}K_3} & 0 & -\frac{K_4}{T'_{d0}} \\ -\frac{K_2}{T_J} & -\frac{D}{T_J} & -\frac{K_1}{T_J} \\ 0 & 2\pi f_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E'_q \\ \Delta \omega \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\Delta E_{fd}}{T'_{d0}} \\ \frac{\Delta P_T}{T_J} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (8)$$

式中  $\Delta E'_q$ 、 $\Delta \omega$ 、 $\Delta \delta$  分别表示发电机暂态电动势、角速度和角度偏差, 作为系统的状态变量;  $\Delta E_{fd}$ 、 $\Delta P_T$  分别表示发电机励磁电压、原动机功率偏差, 作为系统的输入变量;  $T'_{d0}$ 、 $T_J$  分别为发电机励磁绕组和机组转子惯性时间常数。

式 (8) 中  $K_1$ 、 $K_2$ 、 $K_3$ 、 $K_4$  是与系统参数和运行点状态相关的系数, 定义如下

$$K_1 \triangleq \frac{I_{q0}(x_q - x'_d)U_c \sin \delta_0}{x'_d + X} + \frac{E_{q0}U_c \cos \delta_0}{x_q + X} \quad (9)$$

$$K_2 \triangleq \frac{U_c \sin \delta_0}{x'_d + X} \quad (10)$$

$$K_3 \triangleq \frac{x'_d + X}{x_d + X} \quad (11)$$

$$K_4 \triangleq \frac{x_d - x'_d}{x'_d + X} U_c \sin \delta_0 \quad (12)$$

式中  $I_{q0}$ 、 $E_{q0}$ 、 $\delta_0$  分别为发电机定子电流  $q$  轴分量、空

载电势  $q$  轴分量和转子角度的运行点初始值;  $U_c$  为无穷大母线电压模值;  $x_q$ 、 $x_d$ 、 $x'_d$  分别为发电机  $q$ 、 $d$  轴同步电抗和暂态电抗;  $X$  为发电机与无穷大母线之间的变压器电抗和线路电抗之和。

式 (8) 中  $\Delta E_{fd}$  作为发电机励磁电压变量, 是励磁调节系统的输出。典型的励磁调节系统传递函数框图如图 4 所示。相应线性化状态方程为

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{U}_R \\ \Delta \dot{U}_A \\ \Delta \dot{E}_{fd} \\ \Delta \dot{U}_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_R} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{K_A}{T_A} & -\frac{1}{T_A} & 0 & -\frac{K_A}{T_A} \\ 0 & \frac{K_c}{T_c} & -\frac{1}{T_c} & 0 \\ 0 & \frac{K_F K_c}{T_F T_c} & \frac{-K_F}{T_F T_c} & -\frac{1}{T_F} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_R \\ \Delta U_A \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta U_F \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{K_R}{T_R} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta U_i + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{K_A}{T_A} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta U, \quad (13)$$

式中  $\Delta U_R$ 、 $\Delta U_A$ 、 $\Delta E_{fd}$ 、 $\Delta U_F$  为励磁调节系统状态变量;  $\Delta U_i$  为发电机端电压偏差;  $\Delta U$  为电力系统稳定器输出变量, 作为励磁调节系统的输入稳定信号;  $T_R$ 、 $T_A$ 、 $T_c$ 、 $T_F$ 、 $K_R$ 、 $K_A$ 、 $K_c$ 、 $K_F$  分别为时间常数和放大倍数。

式 (13) 中发电机端电压偏差用发电机状态变量表示时

$$\Delta U_i = K_5 \Delta E'_q + K_5 \Delta \delta \quad (14)$$

式中

$$K_5 \triangleq \frac{\Delta U_{d0}}{U_{i0}} \frac{x_q}{x_q + X} U_c \cos \delta_0 - \frac{U_{q0}}{U_{i0}} \frac{x'_d}{x'_d + X} U_c \sin \delta_0 \quad (15)$$

$$K_6 \triangleq \frac{\Delta U_{q0}}{U_{i0}} \frac{x}{x'_d + X} \quad (16)$$

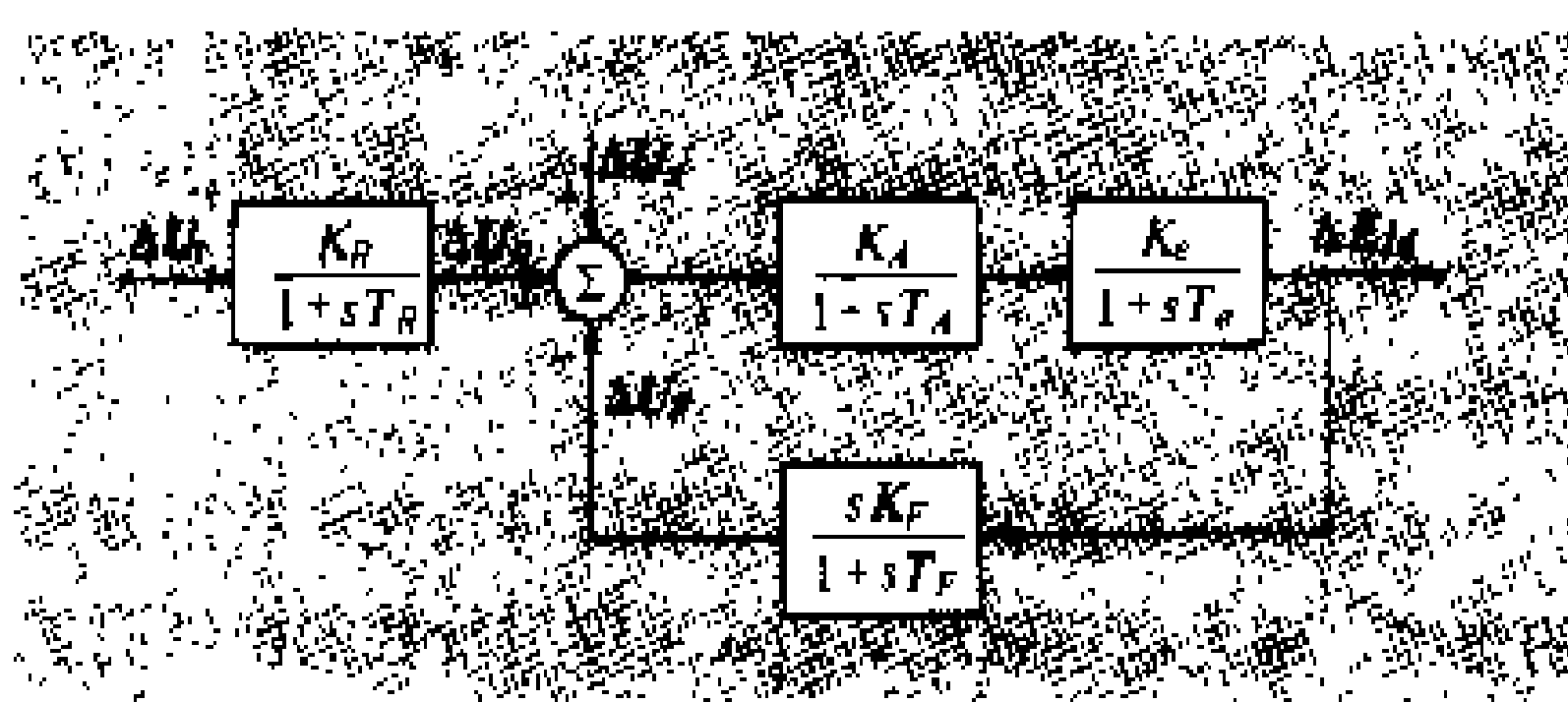


图 4 励磁调节系统传递函数框图

式 (13) 中  $\Delta U$  作为电力系统稳定器的输出变量, 其传递函数框图见图 5。相应的线性化状态方程为





$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{U}_{p1} \\ \Delta \dot{U}_{p2} \\ \Delta \dot{U}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T} & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_2} \left(1 - \frac{T_1}{T}\right) & -\frac{1}{T_2} & 0 \\ \frac{T_3}{T_4 T_2} \left(1 - \frac{T_1}{T}\right) & \frac{1}{T_4} \left(1 - \frac{T_3}{T_2}\right) & -\frac{1}{T_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_{p1} \\ \Delta U_{p2} \\ \Delta U_i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{K}{T} \\ \frac{T_1 K}{T_2 T} \\ \frac{T_3 T_1 K}{T_4 T_2 T} \end{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \quad (17)$$

式中  $\Delta U_{p1}$ 、 $\Delta U_{p2}$ 、 $\Delta U_i$  为电力系统稳定器的状态变量； $K$  为放大倍数； $T$ 、 $T_1$ 、 $T_2$ 、 $T_3$ 、 $T_4$  为时间常数。

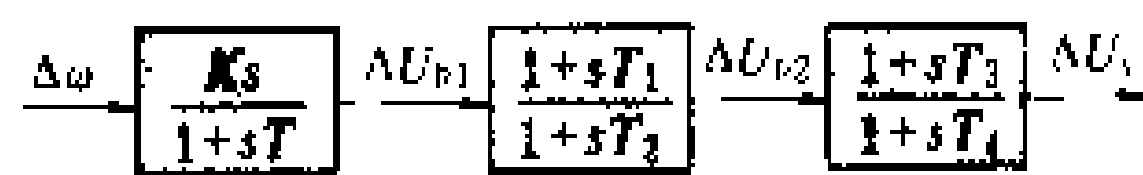


图 5 电力系统稳定器传递函数框图

若不计原动机调速系统的动态过程，则式 (8) 中  $\Delta P_T = 0$ 。将一机无穷大主系统、发电机励磁调节系统、电力系统稳定器的状态方程式 (8)、式 (13)、式 (14)、式 (17) 联立起来，可得到一机无穷大电力系统静态稳定分析用全系统状态方程式。

多机电力系统的静态稳定分析 发电机可取不同精度的数学模型，网络用稳态网络方程描述。各发电机状态变量经变换以全网统一坐标表示。若发电机取最简单的 2 阶数学模型，即只取转子角度和转速偏差  $\Delta \delta$ 、 $\Delta \omega$  为状态变量，则对于  $n$  机电力系统，其静态稳定分析用线性化状态方程为

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_1 \\ \Delta \dot{\delta}_2 \\ \vdots \\ \Delta \dot{\delta}_n \\ \hline \Delta \dot{\omega}_1 \\ \Delta \dot{\omega}_2 \\ \vdots \\ \Delta \dot{\omega}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & \omega_0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & & 0 & 0 & \omega_0 & \cdots & 0 \\ \vdots & & \ddots & \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 & \cdots & \omega_0 \\ \hline -\frac{K_{11}}{T_{J1}} & -\frac{K_{12}}{T_{J1}} & \cdots & -\frac{K_{1n}}{T_{J1}} & -\frac{D_1}{T_{J1}} & 0 & \cdots & 0 \\ -\frac{K_{21}}{T_{J2}} & -\frac{K_{22}}{T_{J2}} & \cdots & -\frac{K_{2n}}{T_{J2}} & 0 & -\frac{D_2}{T_{J2}} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots \\ -\frac{K_{n1}}{T_{Jn}} & -\frac{K_{n2}}{T_{Jn}} & \cdots & -\frac{K_{nn}}{T_{Jn}} & 0 & 0 & \cdots & -\frac{D_n}{T_{Jn}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \hline \Delta \omega_1 \\ \Delta \omega_2 \\ \vdots \\ \Delta \omega_n \end{bmatrix} \quad (18)$$

式中  $D_1$ 、 $D_2$ 、 $\cdots$ 、 $D_n$  分别为各台发电机的阻尼系数； $T_{J1}$ 、 $T_{J2}$ 、 $\cdots$ 、 $T_{Jn}$  分别为各台发电机的转子惯性常数； $K_{11}$ 、 $K_{12}$ 、 $\cdots$ 、 $K_{1n}$ 、 $K_{21}$ 、 $K_{22}$ 、 $\cdots$ 、 $K_{2n}$ 、 $K_{n1}$ 、 $K_{n2}$ 、 $\cdots$ 、 $K_{nn}$  分别为各发电机本身和它们之间相互作用的同步功率系数。

多机电力系统静态稳定分析所用线性化状态方程的规模，随发电机数增多和采用模型阶数的提高而扩大。为了满足复杂多机电力系统静态稳定分析的要求，20 世纪 80 年代以来发展了一些求解高阶系统特征值的算法，并在实际多机电力系统分析中得到应用和不断发展，使小干扰分析在现代电力系统稳定分析中发

挥日益重要的作用。

#### 参考书目

西安交通大学等合编．电力系统计算，北京：水利电力出版社，1987

(周孝信)

jingtai wending shiyong jisuanfa

**静态稳定实用算法** (practical method for steady state stability analysis) 见静态稳定计算。

jingtai wending xiaoganrao fenxifa

**静态稳定小干扰分析法** (small - disturbance method for steady state stability analysis) 见静态稳定计算。

juli baohu

**距离保护** (distance protection) 以距离测量元件为基础构成的保护装置，其动作和选择性取决于本地测量参数（阻抗、电抗、方向）与设定的被保护区段参数的比较结果，而阻抗、电抗又与输电线的

长度成正比，故名。距离保护是主要用于输电线的保护，一般是三段或四段式。第一、二段带方向性，作本线段的主保护，其中第一段保护线路的 80%~90%。第二段保护余下的 10%~20% 并作相邻母线的后备保护。

第三段带方向或不带方向，有的还设有不带方向的第四段，作本线及相邻线段的后备保护。

整套距离保护包括故障起动、故障距离测量、相应的逻辑回路及电压回路断线闭锁，有的还配有振荡闭锁等基本环节以及对整套保护的连续监视等装置。有的接地距离保护还配备单独的选相元件。

各国使用的距离保护，虽然在原理上相似，但由于传统习惯不同，对安全性与可信赖性（见电力系统继电保护）、系统振荡、防止电压回路故障引起的误动作等方面的要求与做法不同，在整套装置的某些环节上，中国与外国的距离保护往往不同。在中国，对 110 kV 以

上电压等级线路的距离保护,有详尽而明确的技术要求。

**距离保护的结构** 图 1 是中国通用的模拟式距离保护典型结构简化框图,包括故障起动元件、第一、二段及第三段距离继电器、振荡闭锁、电压回路断线闭锁等基本环节。

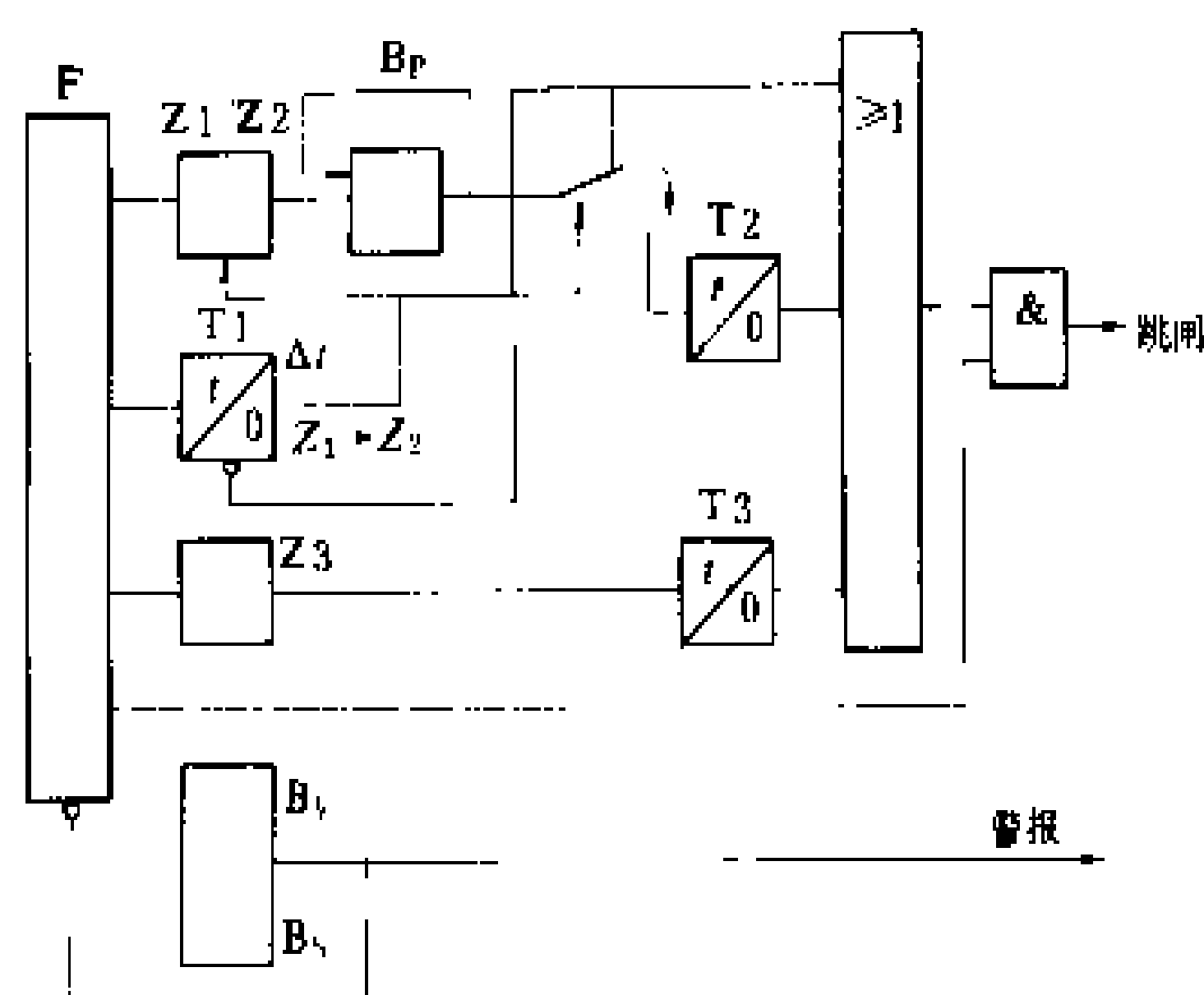


图 1 三段式距离保护框图

F—故障起动元件;  $B_v$ —电压回路断线闭锁;  $B_s$ —整套保护的连续监视和自动闭锁;  $B_p$ —振荡闭锁;  $Z_1$ 、 $Z_2$ 、 $Z_3$ —第一、二、三段距离继电器;  $T_2$ 、 $T_3$ —第二、三段时间继电器

故障起动元件 F 反应于有故障特征的电流量,如负序电流、零序电流或电流突变量,动作后允许整套保护在动作后输出跳闸命令。这种故障起动方式在电压回路故障、线路在正常运行下过负荷以及元器件损坏时,虽然距离保护可能动作,但因故障起动元件不动作,能可靠地闭锁整套保护装置从而防止误跳闸。

**第一、二段距离继电器  $Z_1/Z_2$**   $Z_1$  和  $Z_2$  都带方向性。正常运行时  $Z_1/Z_2$  停在第一段定值上,如故障发生在第一段保护范围内,  $Z_1$  通过振荡闭锁发出跳闸信号,同时保持  $Z_1$  定值不被切换。如故障发生在第一段保护范围之外,第二段保护范围之内,则  $Z_1/Z_2$  元件先不动作,经过短延时  $\Delta t$  后,  $Z_1/Z_2$  元件被切换到  $Z_2$  定值,  $Z_2$  动作,以第二段延时  $T_2$  跳闸。

**第三段距离继电器  $Z_3$**  大多是方向距离继电器,也可以是动作区向第Ⅲ象限偏移的非方向性距离继电器,后者可以保证始端故障的可靠动作。  $Z_3$  在许多国外电力系统使用的接地距离保护中还兼作选相元件。

**振荡闭锁  $B_p$**  电力系统发生振荡或失步,当振荡中心落在被保护线路上时,距离继电器将动作,对不带延时的第一段和带不大延时的第二段,应有防止误动的措施,并由距离元件与故障起动元件动作先后的逻辑回路实现。其原理是:距离保护第一、二段只有在故

障起动元件动作后的规定短时间(0.2~0.4 s)内动作方为有效。若故障发生在第一段或第二段保护范围内,则在开放时间内  $Z_1/Z_2$  有动作信号输出并自保持,或直接跳闸( $Z_1$ ),或起动  $T_2$  延时然后跳闸( $Z_2$ ,  $T_2$ )。多年的运行实践充分证实,如因第二段保护范围外的故障或其他系统操作等引起系统暂态失稳,虽然故障起动元件动作,但在上述开放短时间内被保护线路两侧电源电势角不可能摆开很大,  $Z_1/Z_2$  都来不及动作,其后,  $Z_1/Z_2$  虽然动作但其跳闸输出回路已被闭锁,保护装置不会误动。同时,为防止电力系统因正常输送功率超过极限而失去静稳定所引起的距离保护误动作,利用  $Z_3$  先动作而故障起动元件不动作或后动作的不对应关系,闭锁  $Z_1/Z_2$  的跳闸输出。上述振荡闭锁,只有当检测到系统振荡已平息之后才恢复原状。

国外一些电力系统认为,因系统振荡引起距离保护动作跳闸是实现合理的解列。而如果要求振荡闭锁则主要利用动作范围不同的两个距离继电器先后动作或同时动作来区别振荡或短路故障。在阻抗平面上,一个继电器的动作特性位于另一个继电器动作特性的内层,当故障发生在被保护线路上时,两个继电器同时动作,允许保护装置有跳闸输出;而当系统振荡时,外层特性继电器先于内层特性继电器而动作,保护装置的动作被闭锁。

距离第三段因带有较长延时,利用这个延时可以避免系统振荡时的误动作。

**电压回路断线闭锁  $B_v$**  电压互感器二次侧短路、熔断器熔断或回路中接头松动时,距离继电器可能因失去电压而误动。一种常用的检测电压二次回路不正常的办法是利用电压二次回路断线时出现的零序电压,和一次系统中零序电流或其他电压二次回路(如  $3U_0$  回路)零序电压不同时出现的原则,动作一个电压继电器,闭锁整套保护。对三相熔断器全部熔断的情况,用预先在任一相熔断器上并联的阻抗(一般用数百欧容抗)人为产生一个零序电压,使断线闭锁继电器动作。整套距离保护采用故障电流起动方式,配合电压断线继电器的闭锁作用,能可靠防止因电压回路不正常而引起的距离保护误动作。

距离继电器内部电压回路断线可由整套保护的连续监视检测。

**整套保护的连续监视和自动闭锁  $B_s$**  当过负荷、电压二次回路断线、距离继电器内部元器件损坏或电压回路断线,都可能使距离继电器动作。直流回路(静态保护则是逻辑回路)中元器件损坏也可能使保护装置某些部位进入动作状态。因整套距离保护受故障电流起动元件控制,虽不致立即跳闸,但应有相应措施以便及时发现故障。为了实现监视,例如在集成

电路型保护中,可将所有距离继电器的输出信号和直流回路中关键处的电位经“或”门接到一个带长延时的监视继电器上,所带延时大于距离保护最后一段的整定时间。监视继电器动作,表示收到了不正常状态的信息,即将保护装置闭锁并发出警告。监视继电器动作后自保持,只能手动解除。异常部位可由人工选线开关检出,也可由一个设置在保护装置内的巡回检测装置自动进行。

**距离保护的选相** 当线路上采用单相重合闸或综合重合闸时,要求距离保护动作后选相跳闸。

以接入相电压及相电流(以及零序补偿电流)的接地距离继电器(主要是方向接地距离继电器)实现的接地距离保护,本身具有良好的选相功能,一般以整定阻抗最大的一段兼作选相元件。如果是用非方向性接地距离继电器作为选相元件,则必须采取专门措施防止出口附近单相接地时误选相(例如取消零序补偿电流)。如果采用不具有选相功能的接地距离继电器,必须有独立的专用选相装置。

**类型及其应用范围** 按应用条件划分,可分为相间距离保护,接地距离保护和相间-接地距离保护。

**相间距离保护** 普遍用于高压输电线路,作为相间短路的基本保护,而以带方向或不带方向的零序电流保护作为接地故障的保护。

**接地距离保护** 特别适合应用于以短线构成的电力网中。在这种电力网中,零序电流保护较难满足快速动作和选择性的要求。

**相间-接地距离保护** 这种类型有更好的适应性。

在中压电力网中,为了在一套保护中少用距离继电器,使用切换式距离保护,即将一个距离继电器按故障类型和故障相别有选择地接入相应的电压和电流,不同的保护段也由这个距离继电器改换动作设定值实现。这种方式,目前广泛为微机型距离保护所采用(见微机型继电保护装置)。

在 220 kV 及以上电压电力网中,以距离保护为主体构成的纵联保护,是一种最广泛采用的保护装置。在大型升压变压器上,带延时的距离保护也作为变压器及其连接母线的后备保护。

**影响正确测量距离的特殊因素** 距离保护能否正确测量距离,受到故障电阻、平行线间互感和串补电容的影响。

**故障电阻影响** 相间短路时的故障电阻主要是非线性的电弧电阻,但数值不大,约数欧。只要不是太短的线路,相间电弧电阻不会给距离继电器的测量带来严重影响。而当发生接地故障时,情况可能完全不同,故障电阻中除电弧电阻外还包含接地电阻。在单相接地时由于对侧故障电流的作用,和当两相接地故障时

由于另一相故障电流的作用,接地电阻可能使故障相接地距离继电器的测量严重伸长或缩短,而引出特殊的问题。此外,当发生导线对树闪络时,接地电阻可高达数百欧,现有的接地距离保护不可能反应,而必须依靠零序电流保护。

**平行线间互感的影响** 在平行线段内,由于互感的存在,当发生接地故障时,由保护安装处到故障点的故障相电压中除有本线电流的作用外,还有邻线零序电流的作用。按故障点位置和对侧断路器开合情况不同,邻线零序电流可能和本线零序电流方向相同,也可能相反,方向相同时测量阻抗增加,保护范围缩短,反之则测量阻抗减少,保护范围伸长。一般可采取邻线零序电流补偿的办法,但同时要防止当邻线出口故障时引起的误动作。并且,当双回线中一回线停止运行时,要防止区外故障时接地距离保护越级动作。

**串补电容的影响** 串补电容在阻抗平面上是一个负电抗,破坏了短路阻抗和线路长度的正比关系(见图 2)。

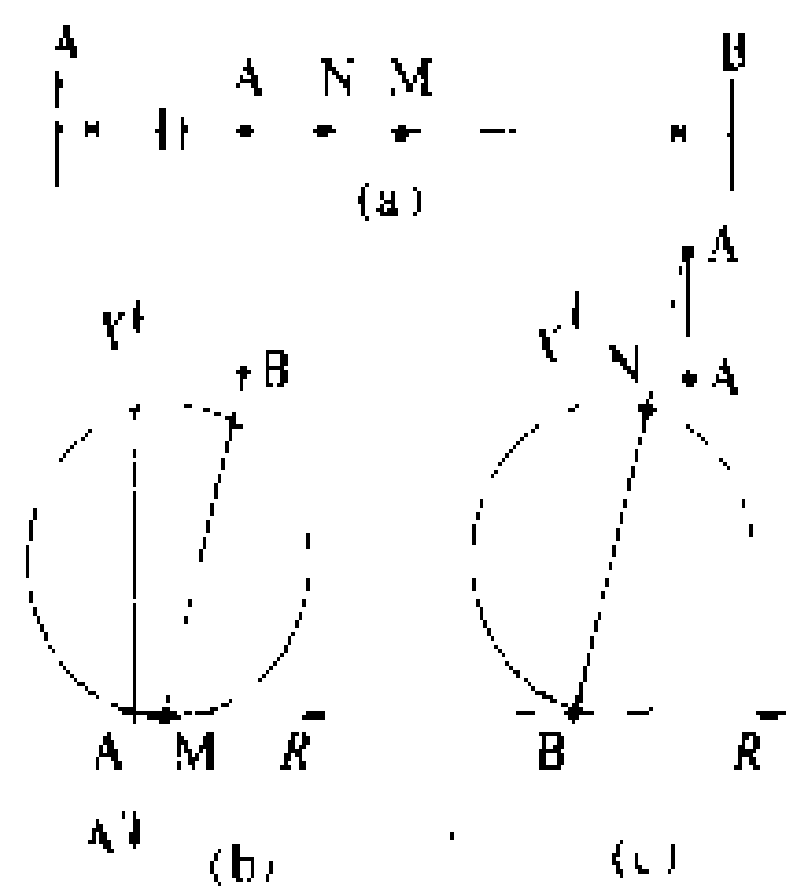


图 2 串补电容对距离保护的影响

(a) 有串补电容的线路; (b) A 端继电器的测量阻抗; (c) B 端继电器的测量阻抗

反向经电容短路时,相当于正向经感抗短路,会使方向距离继电器误动,因而在串联补偿线路上采用距离保护,有特殊的困难。但采用记忆极化电压的方向距离继电器作故障方向的判别元件,在故障发生后的短时间内仍能实现故障方向的正确判断,然后将其退出,用这种方法仍能构成可靠的纵联保护。

**纵联距离保护** 以距离保护中的方向距离继电器为故障方向判别元件,配合通信通道及相应的逻辑回路,可构成全线瞬时切除故障的线路纵联保护。它可以是闭锁式,也可以是允许式(允许式又分超范围允许式和欠范围允许式两种)。

**闭锁式** 以 Z2(或 Z3)为故障方向判别元件,本侧动作后停发闭锁信号。Z2(或 Z3)又是监控元件,当收不到闭锁信号同时监控元件动作即跳闸。区内故障时两侧停信,通道上无闭锁信号;区外故障时近故障点一侧不停信。

**超范围允许式** 以 Z2(或 Z3)为故障方向判别元件,动作后向对侧发跳闸信号。Z2(或 Z3)又是监控元件,当收到对侧跳闸信号同时监控元件动作即跳闸。

**欠范围允许式** 以 Z1 独立跳闸,同时向对侧发跳闸信号。以 Z2 或 Z3(可以用非方向距离元件)为监



控元件。当收到对端跳闸信号同时监控元件动作即跳闸。或者,收到对端跳闸信号后将  $Z_1$  延伸为  $Z_2$  跳闸(加速式)。

参考书目

王梅义主编,《四统一高压线路继电保护装置原理设计》,北京:水利电力出版社,1990

(刘金铎)

juli jidianqi

**距离继电器** (distance relay) 反应当故障发生时,由故障点到继电器安装处的距离小于预定值动作的继电器。它主要用在输电线路距离保护中作故障判别元件,也用来构成发电机和变压器的相间故障保护。它的主要动作判据是在继电器的安装处测量所“见到”的阻抗数值是否小于预先给定的数值,因而又叫阻抗继电器。有各种构成方式和不同动作特性的距离继电器可供选用。最早设计的距离继电器,其动作时间与继电器安装点到故障点间的全阻抗值成正比,而与故障电流值大小无关,这是对普遍采用的反时限过电流保护的一个重大改进。20 世纪 20 年代末出现了电抗型距离继电器,30 年代初又有了导纳型距离继电器,以后又陆续出现了各种阻抗型距离继电器和多相补偿式的距离继电器。距离继电器的具体构成,最早用电磁型元件,稍后用整流型元件和分立式半导体元件,目前广泛应用的是集成电路型元件。数字式距离继电器也已由试验室进入了商品市场。

现代的距离继电器从原理上分为模拟式及数字式两大类,它们的动作原理各不相同。

在实际的电力网应用中,对距离继电器的运行性能分析,一直是受到关注的议题。

**模拟式距离继电器的构成原理** 将输入的工频电压和电流量经过精心安排的交直流回路转换,最终由电磁式或电子式执行元件输出动作信号,构成距离继电器。虽然模拟式距离继电器的构成方式及动作特性多种多样,但都可归结为三个基本组成部分,即:距离测量电压回路、极化回路及输出执行元件回路。

**距离测量电压回路** 是任何可以正确进行距离测量的模拟式距离继电器所共有的一个回路,它由输入的电流及电压量组成,组成后的量如下:

相对地距离继电器(以 A 相为例)

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A - (\dot{I}_A + 3\dot{k}\dot{I}_0)Z_1 \tag{1}$$

相间距离继电器 (以 BC 相为例)

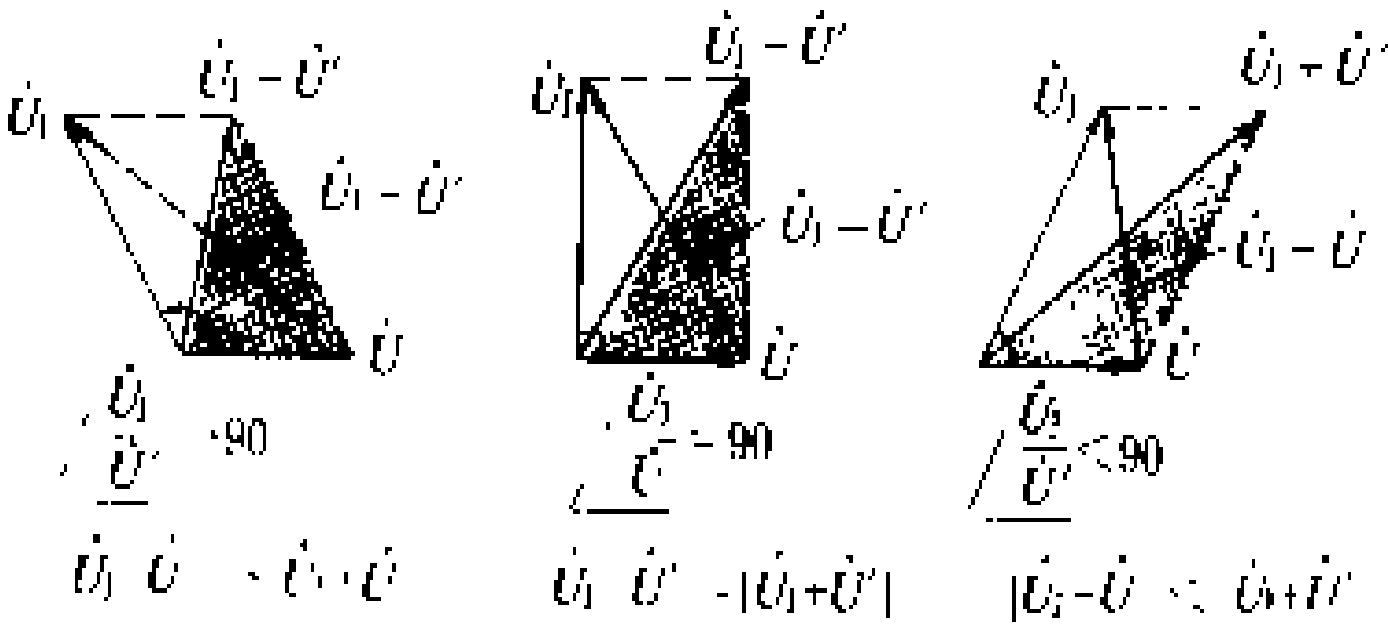
$$\dot{U}'_{BC} = (\dot{U}_B - \dot{U}_C) - (\dot{I}_B - \dot{I}_C)Z_1 \tag{2}$$

在式 (1) 及式 (2) 中,  $\dot{U}'_A$  及  $\dot{U}'_{BC}$  分别是组成的“距离测量电压”;  $\dot{U}_A$ 、 $\dot{U}_B$  及  $\dot{U}_C$  分别是通入继电器的各相对地电压;  $\dot{I}_A$ 、 $\dot{I}_B$ 、 $\dot{I}_C$  及  $3\dot{I}_0$  分别是通入继电器的各

相电流及三倍零序电流;  $k$  是被保护线路相间互感阻抗对正序阻抗的比值;  $Z_1$  是给定的距离继电器整定阻抗值。当线路发生金属性短路,由继电器安装处到短路点的正序阻抗  $Z$  正好等于  $Z_1$  时,距离测量电压为零;大于  $Z_1$  值时为正值,小于  $Z_1$  值时为负值。因为  $Z$  正比于到短路点的距离,随着短路点远近变化,以  $Z_1$  即整定阻抗为转折点,距离测量电压的相位要作  $180^\circ$  的阶跃性变化。这个特点构成了距离继电器的基础,也是它的名称的由来。

**极化回路** 为了构成距离继电器,需要有一个参考电量作基准,来判别距离测量电压在整定短路点前后发生故障时的相位突变,这个参考电量叫距离继电器的极化量,形成的回路叫极化回路。任何合适的电流、电压或它们的组合量都可以选作极化量。由于选取的极化量不同,从而构成了各种不同运行性能、名目繁多的距离继电器。尤为特殊的是以不同相的或不同相间的距离测量电压互为极化量,即当某一相(或相间)短路时,以另外的相(或相间)距离测量电压作为故障相(或相间)距离测量电压的极化量,这一大类继电器通称为多相补偿距离继电器。

**执行回路** 反应当极化量  $\dot{U}_j$  和距离测量电压  $\dot{U}'$  间相位差在规定范围内时,对外输出动作信号的回路。执行回路可以由比较两相位差的电子回路实现(可以设计为所需要的任意动作相位差范围),对于规定动作相位差为  $\pm 90^\circ$  的特殊情况,可以由感应型元件、相灵敏元件实现,还可以由比较两绝对值大小的回路实现。后者的原理见图。



比较绝对值大小与比较相位差为  $\pm 90^\circ$  的  
等价原理

**各种常用距离继电器** 几种常用的距离继电器构成方式及其动作特性如表所示。

**方向距离继电器** 最常用的一种距离继电器,普遍用于相间故障保护(相间元件)和作为单相重合闸的选相元件(相对地元件),也用于单相接地的保护。它以构成距离测量电压的相同电压量为极化量,动作相位差范围为  $\pm 90^\circ$ 。这种继电器自带方向性,母线短路时不动作,但出口短路时因输入电压为零也不动作。为了消除这种电压死区,一般这种继电器的极化回路为一工频谐振回路,当发生出口短路时,虽然输入电

常用的距离继电器

名 称	极 化 电 压	动 作 相 位	在阻抗 ( $R, jX$ ) 平面上表示的特性**
方向距离继电器	$\dot{U}$	$-90^\circ \geq \angle \frac{\dot{U}'}{\dot{U}_1'} \geq 90^\circ$	
非方向距离继电器	$\dot{U} + j\dot{I}Z_1$	$-90^\circ \geq \angle \frac{\dot{U}'}{\dot{U}_1'} \geq 90^\circ$	
电 抗继电器	$j\dot{I}X_1$	$-90^\circ \geq \angle \frac{\dot{U}'}{\dot{U}_1'} \geq 90^\circ$	
全阻抗继电器	$\dot{U} + j\dot{I}Z_1$	$-90^\circ \geq \angle \frac{\dot{U}'}{\dot{U}_1'} \geq 90^\circ$	
四边形距离继电器*			
多相补偿相间距离继电器	两不同相间距离 测量电压互为极化 量 $\dot{U}_{J1}$ 及 $\dot{U}_{J2}$	$0^\circ \geq \angle \frac{\dot{U}_{J1}'}{\dot{U}_{J2}'} \geq 180^\circ$	

\* 可以由多种方式构成。  
\*\* 斜线内为动作区，继电器“见到”的阻抗落入此区内动作，否则不动作。

压突变为零，但输出到执行元件回路的极化量仍短时保持与故障前电压基本同相位的电压量，以确保执行元件回路有可靠输出。这种现象，叫极化回路具有记忆作用。另外的一种常见极化方法，是以不同的相或相间电压作极化量，叫交叉极化，同样可以消除除三相短路而外的电压死区。交叉极化，特别是极化回路的记忆作用，还显著改善了距离继电器允许故障电阻的性能，它们的动作性能已不能再用表中所示的特性来说明。实际应用中，还有动作范围不是 $\pm 90^\circ$ 以及正负相位差角不对称，以适应某些特殊要求的方向距离继电器。

非方向距离继电器 它的极化回路构成与距离测量电压回路一样，只是由电流感生的电动势  $j\dot{I}Z$  不同。由于  $j\dot{I}Z$  的方向正或负，可以使继电器安装点出口附近的短路故障确切地包括在它的动作范围内，或者确

切地被排除在它的动作区之外；前者主要作为故障判别元件，它的一个特例是当  $Z=Z_1$  时，构成了一个圆心在原点，以  $Z_1$  为半径的动作特性圆的全阻抗继电器，这是最早的一种距离继电器，依比较电流量形成的电压与同相电压大小而动作；后者主要是在方向距离继电器的极化回路中引入很小的  $j\dot{I}Z$  量，以可靠地躲开稳态的母线短路故障，而对于正方向出口短路，则依靠极化回路的记忆作用以保证其可靠动作。

四边形距离继电器 它的四个边由不同直线特性的距离元件组合而成，可以用几种不同的相位比较方法实现。常用的四边形距离继电器是方向性的，即特性的底边过原点，并带记忆作用，这种继电器对母线侧经过故障电阻的反方向短路有很好的选择性，对允许保护区内的故障电阻也有较好性能，既用于保护相间故障也用于保护接地故障用判别元件，有的应用中，将保护接地故障的四边形距离继电器作为单相重合闸中的选相元件，但需要去掉距离测量电压回路中的  $3\dot{I}_0$  电流分量，以避免非故障

相的误选相。

多相补偿相间距离继电器 以不同的两个相间距离测量电压（例如  $\dot{U}'_{AB}$  与  $\dot{U}'_{BC}$ ）互为极化，动作范围  $0^\circ \sim 180^\circ$ 。在性能上，一个这样的继电器可以保护三种不同相别的两相短路故障；正常负荷时不动作，但也不能保护三相短路故障；对于两相短路接地故障有出口死区；对单相接地故障则保护范围缩短，能可靠地躲开反方向故障。在某些组合式距离保护中，充当专门保护两相短路故障的元件。

零序电流极化的接地距离继电器 用电压作极化量的保护接地的距离继电器有共同的缺点，即：两相短路经电阻接地故障时，接到领先一相的（例如 BC 相接地的 B 相）继电器会严重超越，即实际保护范围大于整定范围；同时允许保护区内的电阻能力不强。以零序电流作极化量的相对地距离继电器可以显著地改善以

上性能。有三种实际应用的方式:①零序电流极化的三相分相式接地距离继电器,用于组合式距离保护装置中,在方向元件和选相元件的控制下,使故障相的接地距离继电器发挥接地保护作用;②以零序电流、落后零序电流  $90^\circ$  的一个量和三个相对地距离测量电压共 5 个量是否在同 一半个平面内作为动作判据构成的多相补偿接地距离继电器;③以三个相对地距离测量电压同时落在以零序电流为基准的一定范围内为判据,构成具有方向性的,同时保护三个相别的接地故障的距离继电器。

**工频突变量距离继电器** 这是中国独创的一种方向距离继电器。它没有极化量,只是依靠故障发生后瞬间的距离测量电压突变量的幅值大小来判断故障方向和故障距离。令正常运行时的距离测量电压幅值为 1,当在正方向末端发生金属性短路时,距离测量电压的突变量幅值为 1;在保护区内短路时大于 1;而在保护区外及反方向时则恒小于 1,以此实现方向距离保护。这种继电器的缺点是正方向精度较差,作为无时限的线路保护段其整定值需较短;但其特殊优点是在方向性优良的同时,动作极为迅速,作为线路近端处的相间保护,有利于提高系统的暂态稳定。

**数字式距离保护的构成原理** 距离继电器或距离保护只是线路微机型保护中的一个组成环节,并不以独立的继电器出现,其构成原理如下:来自被保护线路的电流和电压模拟量,经变换器隔离并转换成适合微型机计算的电平,经过模拟式低通滤波器,在中央处理器的指挥下实行采样,变成离散信号,传到中央处理器,按特定的数值算法和逻辑运算,实现距离继电器的性能要求。常用的距离继电器的数值算法有:微分方程算法,傅里叶算法等,大多用以求得发生故障后由继电器安装处到故障点的电抗  $X$  及电阻  $R$  值,并与给定的动作数值范围相比较,决定是否输出动作信号。也有完全按照模拟式距离继电器的距离测量电压,极化量及相位动作判据以构成数字式距离继电器的(见微机型继电保护装置)。

**距离继电器性能分析方法** 主要有两种方法,即阻抗图法与电压向量图法。阻抗图法是把距离继电器的特性在以  $R, jX$  为坐标的阻抗图上用简单的几何图形予以描述,然后经过分析,把这个继电器在各种运行方式与故障情况下见到的阻抗值(输入的电压与电流的比值)也描绘在同一图上,以判断其是否动作。但在实际中,许多距离继电器的阻抗特性本身也是系统运行方式的函数。电压向量图法是画出对应运行情况的电源电动势及母线电压的向量图,确定极化量的向量位置,画出距离继电器的相位动作范围,按故障点的方向及距离,找到距离测量电压的向量位置,判别其是否

动作。阻抗图法比较直观,但应用时有很大局限性;电压向量图法则适于分析线路在带负荷情况下发生电阻性短路故障的实际条件下的距离继电器动作行为。

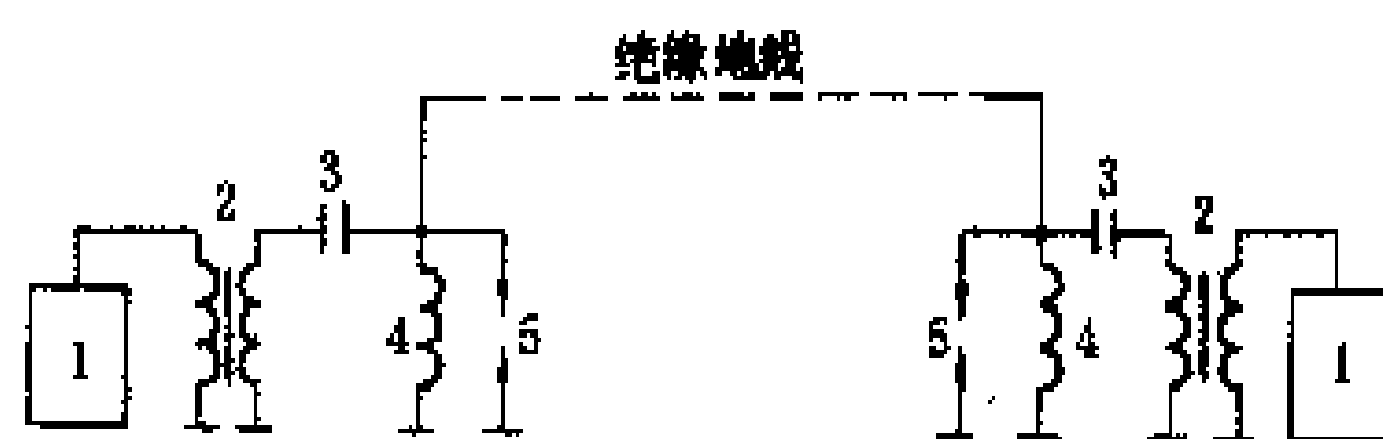
(王梅义)

jueyuan dixian zaibo tongxin

**绝缘地线载波通信** (insulated earth wire carrier communication) 以输电线路的绝缘架空地线作为信号传输介质的载波通信方式。

为防止输电线遭受雷击,在输电线上要架设避雷线,而且在每座杆塔上都要将避雷线可靠接地,因此避雷线也称为地线。地线与相导线平行排列,在相导线中传输的工频电流会通过电磁耦合在地线与大地间产生环流,从而增加送电损失。20 世纪 50 年代国际上的实验研究表明,如将地线以绝缘子绝缘,并安装适当的放电保护间隙,地线上的落雷仍可以通过放电间隙入地,达到防雷目的,而又可以大大减少地线感应造成的电能损失。这就是绝缘地线。在覆冰严重地区还可利用绝缘地线融冰。中国从 60 年代起开始建立绝缘地线的输电线路,随后也参照国际上的经验逐步建立了一些绝缘地线载波通信电路。

绝缘地线载波通信电路的组成如图所示。载波机将音频信号变换为载波信号,经阻抗匹配变压器、耦合电容器、绝缘地线,传送到对方,再经过同样的设备还原为音频信号。绝缘地线在两端安装了排流线圈,使两端的工频电压降到很低数值,提高运行的安全性。



绝缘地线载波通信电路组成

1—载波机; 2—阻抗匹配变压器; 3—耦合电容器;  
4—排流线圈; 5—放电器

绝缘地线载波通信有很多优点:①绝缘地线上的噪声电平较相导线的约低 5~10 dB,载波机的发送电平可以较低。②绝缘地线上因电磁感应而产生的工频电压、电流远比相导线上的低,使载波信号所需的耦合设备费用大为降低。③在电力线沿线地区容易从绝缘地线上引下接线,实现便携式通信。④不受电力网运行方式影响,即使电力线停电检修接地,地线载波通信仍可正常工作。⑤可以使用较低频段(低到 8 kHz),扩大了载波频率范围。

地线一般使用钢绞线,因而使载波信号衰减增大。如改用钢芯铝绞线或铝包钢线,则可增长通信距离,提高载波频率。同时,也能增强地线的防腐性能,延长使



用寿命。

绝缘地线上的工频电压虽比相导线上的低很多，但也会高达几千伏，这使放电间隙、绝缘子容易损坏，并产生噪声干扰，还影响在绝缘地线上工作时的人身安全，是绝缘地线载波通信尚未广泛应用的主要原因之一。中国湖北省等地采取使地线合理交叉换位并增

多交叉点的方法降低地线上的工频感应电压，收到很好效果，使绝缘地线载波通信状况大为改善。

参考书目

[苏] 伊什金等著. 330~750 kV 输电线路高频通信. 陈维千等译. 北京：水利电力出版社，1985

(陈道元)

# K

kaiguan liang

**开关量** (digital value) 见电力系统调度信息。

kuaisu chonghezha

**快速重合闸** (high-speed auto-reclosing)

只考虑允许故障点可靠熄弧与恢复绝缘所需时限的一种自动重合闸。其重合闸时间一般为 0.3~0.5 s。早期的 220 kV 空气断路器,利用主触点断弧和串联的联动隔离刀闸绝缘,主接点断开后随即自动闭合,因此,可以有两种重合闸方式,一是只动作主接点,其断电时间不大于 0.3 s;另一是隔离刀闸联动,其断电时间不小于 0.8 s。前者称为快速重合闸方式。随着制造技术进步,断路器的重合闸时间早已可以在 0.2 s 以上自由整定,快速重合闸则用以泛指上述定义的一种重合闸方式。

一些主要的电力系统,多年来的传统习惯,无论对单相或三相重合闸,普遍采用快速重合闸整定原则。

在简单供电网中,快速重合闸可以加速对用户恢复供电。而在主输电网中,如果是永久性故障,无论单

相或三相快速重合闸都将严重地危及系统的暂态稳定性,而不得不为之付出特殊代价。因此,只有不采用重合闸将失去系统稳定性而如果快速重合闸成功即可保持系统稳定运行的特殊情况,采用快速重合闸才是无可争议的。

见最佳重合闸时间。

(王梅义)

kuixian

**馈线** (feeder) 连接天线与发射机或接收机,用以馈送射频能量的传输线。发射机的射频能量通过馈线输送至天线的过程称为馈电,所以馈线通常也称馈电线。

对馈线的主要技术要求有:①馈线与两端连接物之间要匹配、损耗要小、传输效率要高;②馈线应具备相应的频带宽度、能承受相应的发射功率能谱;③馈线不应有天线效应,即不辐射或接收电磁波;④施工时,馈线接头安装完后要达到规定的电压驻波系数要求,与两端连接物接触要良好;⑤需要充干燥空气的馈线还要注意保持规定的气压,要定期检查是否向外漏气和向内漏水;⑥馈线上下两端的外导体要良好接地(通常接于铁塔架上)。

随所用射频频段不同,馈线形式也各异,如平衡传输线,同轴电缆,同轴形、矩形、圆形、椭圆形波导管等。另外,馈线内外导体之间还有实芯(全介质填充绝缘)和空芯(介质和空气混合绝缘)之分,实芯比空芯损耗大,但无需充干燥空气,多用于无线电中继区间较短、空气中腐蚀性成分严重以及馈线损失要求不高的场合。

(周鸿顺)



# L

**励磁系统数学模型** (mathematical models of excitation system) 同步发电机励磁系统(含励磁调节器)物理过程的数学描述。作为电力系统机电暂态过程数学模型的重要组成部分,主要用于电力系统稳定的计算分析。

电力系统稳定计算分析用励磁控制系统的通用功能方块图如图 1 所示。

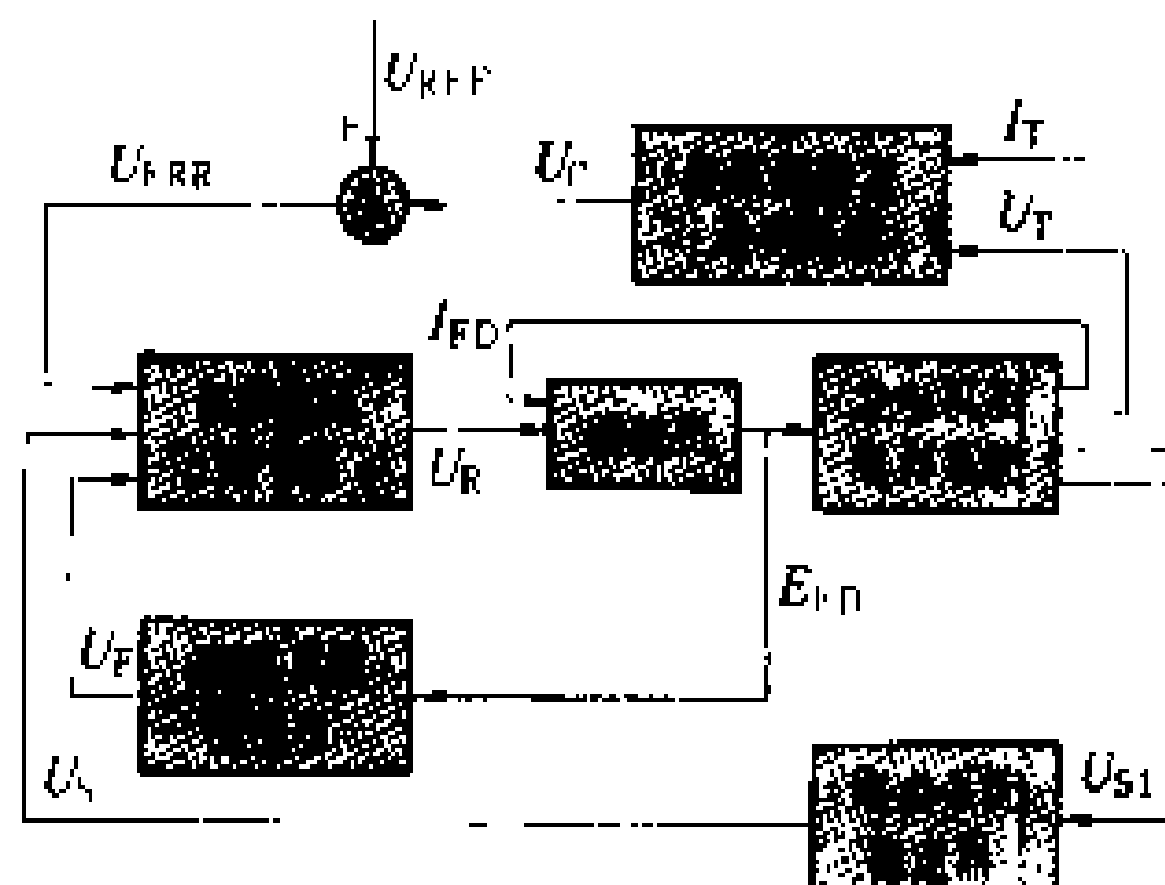


图1 发电机励磁控制系统功能方块图

### 励磁系统主要部件的数学模型

同步发电机励磁系统的主要部件有自动电压调节器 (automatic voltage regulator, AVR)、励磁机、功率整流器、电力系统稳定器 (power system stabilizer, PSS) 和限幅器等。励磁系统的数学模型分别由这些部件的数学模型组成。

**自动电压调节器数学模型** 大中型发电机均配有连续作用式的自动电压调节器，它由电压检测和无功补偿、放大和校正单元组成。

电压检测和无功补偿单元 单元的输入量是发电机端电压  $U_T$  和电流  $I_T$ 。现代大型发电机的 AVR 一般取发电机电流的无功分量以产生附加无功补偿。单元的输出量与参考电压  $U_{REF}$  比较后产生的误差电压  $U_{ERR}$  进入放大单元放大。图 2 为本单元的数学模型。 $T_R$  为滤波环节的等效时间常数, 一般为  $0.02 \sim 0.05 \text{ s}$ 。

$X_c$  为补偿电抗。发电机之间经零阻抗并联运行时,  $X_c$  取正值, 增加无功补偿, 以保证发电机之间稳定分配无功; 发电机在变压器高压侧并联运行时,  $X_c$  取负值, 有利于维持并列点电压在给定水平上。

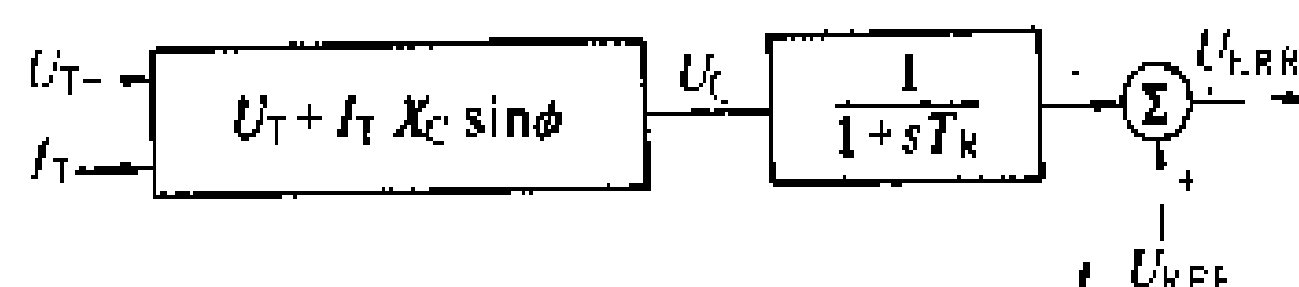


图 2 电压检测和无功补偿单元数学模型

**放大单元** 一般有电压放大和功率放大两部分。

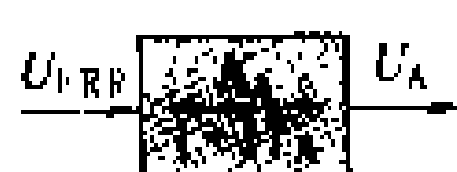


图 3 放大单元  
数学模型

放大器可采用磁放大器、电机放大器或电子放大器。放大单元可用一阶惯性环节模拟,如图3所示。 $K_A$ 、 $T_A$ 分别为其增益和等效时间常数。

校正单元 主要作用是改善励磁调节系统的响应特性, 提高其稳定性。可分为串联校正 (PID) 和并联校正 (又称为励磁系统稳定器, ESS) 两种。图 4 (a) 为串联校正的模型。 $K_v=0$  时为积分型校正, 可实现无差调节, 输入信号为  $U_{ERR}$ 。图 4 (b) 为并联校正的模型, 输入信号为发电机磁场电压  $E_{FD}$  或励磁机励磁电流 ( $U_{FE}$  与之成比例), 对于无刷励磁系统, 一般只能采用  $U_{FE}$ 。

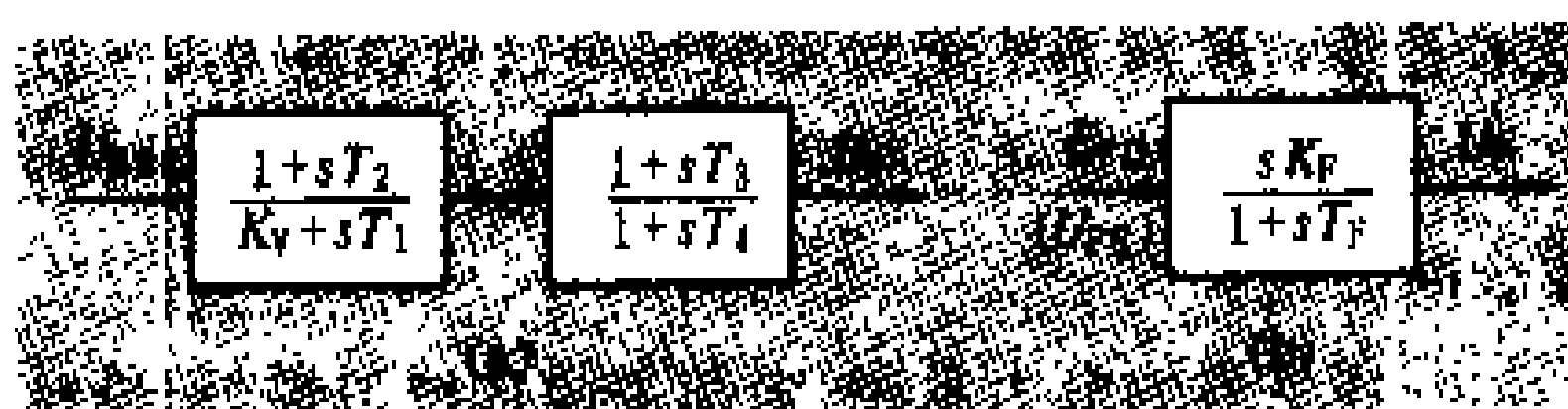


图 4 校正单元数学模型

(a) 串联校正; (b) 并联校正

**励磁机数学模型** 励磁机分直流励磁机和交流励磁机两种，有时也把由发电机端供电或由辅助厂用母线供电的晶闸管整流器称为静止励磁机或可控整流器励磁机。

直流励磁机 图5为直流励磁机数学模型。 $K_E$ 为

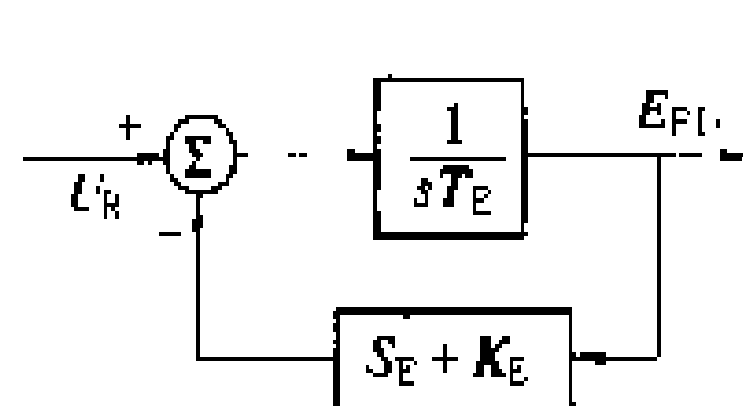


图 5 直流励磁机数学模型

自励系数，自励分量越小， $K_E$  越大；完全他励时， $K_E=1$ ；完全自励时， $K_E=0$ 。 $S_E$  为饱和系数，反映励磁机在工作点上的饱和程度，如图 6 所示。 $S_E=1$  是饱和， $S_E$  越大。

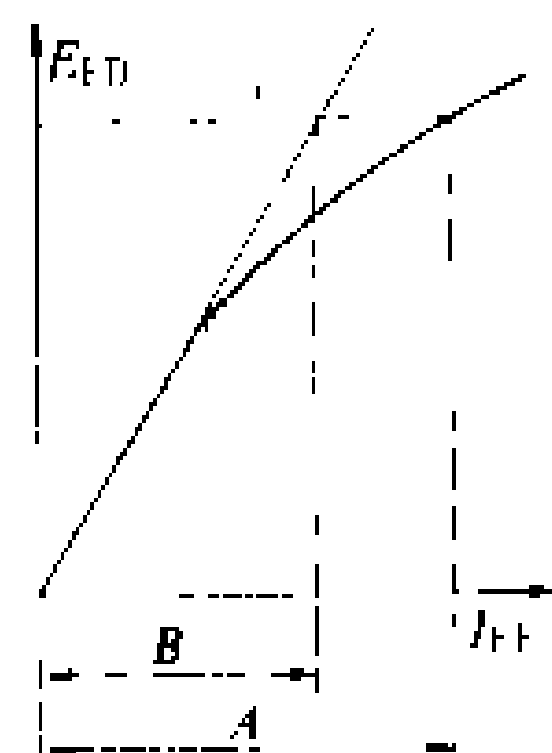


图 6 励磁机饱和特性

饱和程度,如图 6 所示。 $S_E = (A - B) / B$ ,励磁机越饱和, $S_E$ 越大。

**交流励磁机** 交流励磁机通过不可控整流器（静止或旋转）向发电机提供励磁时的数学模型如图 7 所示。交流励磁机一般均为他励， $K_E=1$ 。由于交流励磁机电枢反应压降较大，因此在励磁机输入端引入了反馈支路  $I_{FD} \times K_D$ ，用以模拟其负载电流的去磁效应。交流励磁机通过

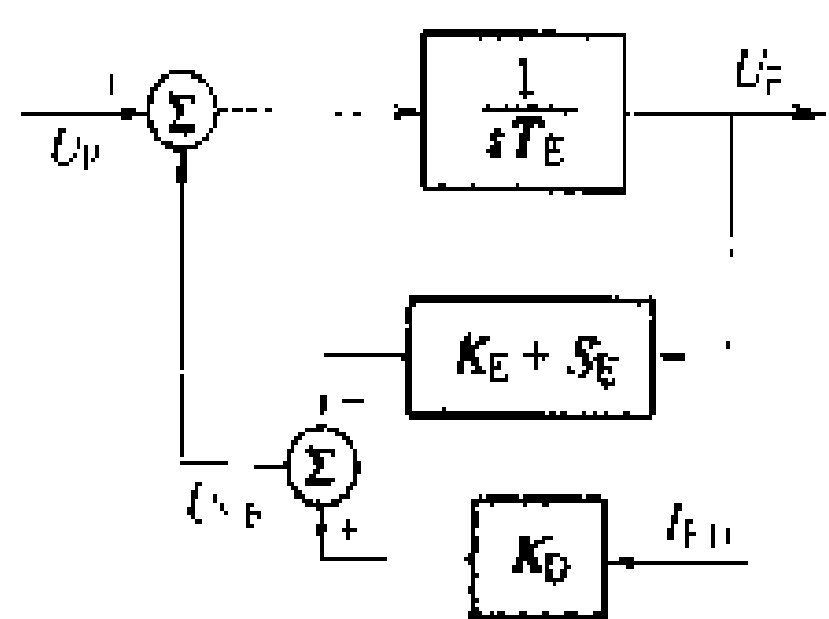


图 7 交流励磁机数学模型

可控整流器向发电机提供励磁时，一般均采用自励恒压式。这样，可以采用恒定电压源供电的静止励磁机的数学模型。

**静止励磁机** 静止励磁机的惯性很小，可以和 AVR 的放大器一起用一阶惯性环节来模拟（见图 3）， $T_A=0.02 \sim 0.05 \text{ s}$ 。当供电电压随发电机运行工况的变化而变化时，其输出限幅值与供电电压成正比。

**功率整流器数学模型** 功率整流器数学模型如图 8。  $U_E$  为换弧电抗后的供电电压， $K_C$  为与换弧电抗成正比的系数，叫整流器负荷因子。  $I_{FD}$  为发电机励磁电流，即整流器的负载电流。根据  $I_N = \frac{K_C I_{FD}}{U_E}$  值的不同，整流器将在 3 种不同的模式下工作，如图 9。当整流器工作在模式 1 时，其输出电压和负载电流成线性关系。

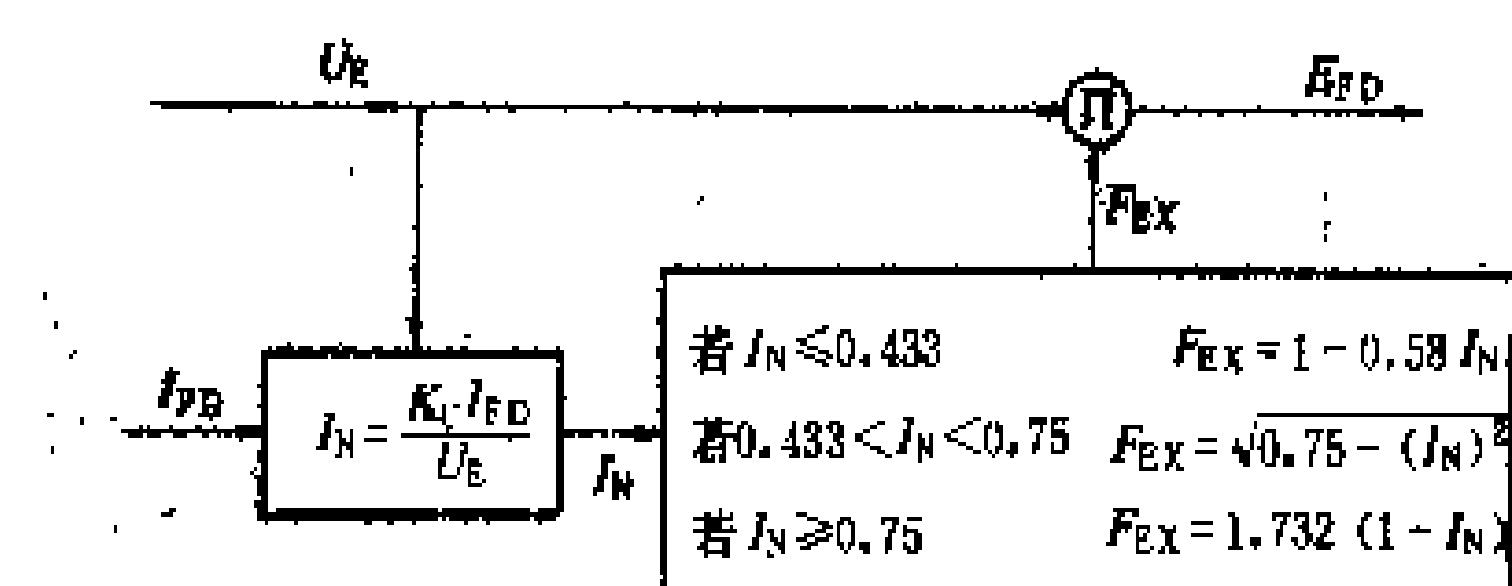


图 8 功率整流器数学模型

**电力系统稳定器数学模型** 电力系统稳定器是励磁系统中的一种附加励磁控制，其作用为增加对低频振荡的阻尼，提高

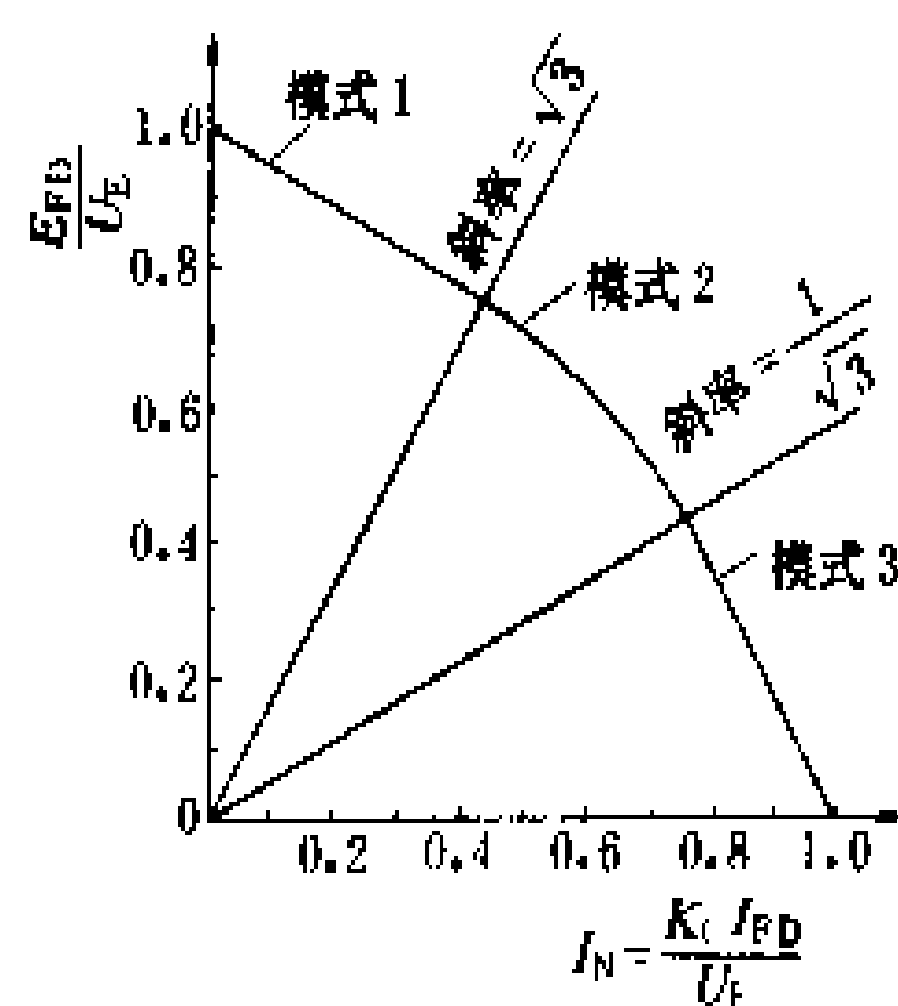


图 9 功率整流器调节特性

线路输送能力。主要由信号检测、信号处理、放大及隔直限幅等部分组成。图 10 为电力系统稳定器数学模型。  $T_M$  为信号检测回路时间常数，  $T_W$  为隔直环节时间常数，  $T_1 \sim T_4$  为

信号处理（又称超前滞后）回路的时间常数，调整  $T_1 \sim T_4$  可以使电力系统稳定器提供最大的阻尼力矩分

量，并对可能出现的不同频率的振荡均有好的阻尼作用。输入信号可取发电机组的轴速度、机组的加速功率、发电机端电压频率、发电机有功功率，也可采用它们的组合。输出信号  $U_S$  和参考电压相加后去参加发电机励磁调节。

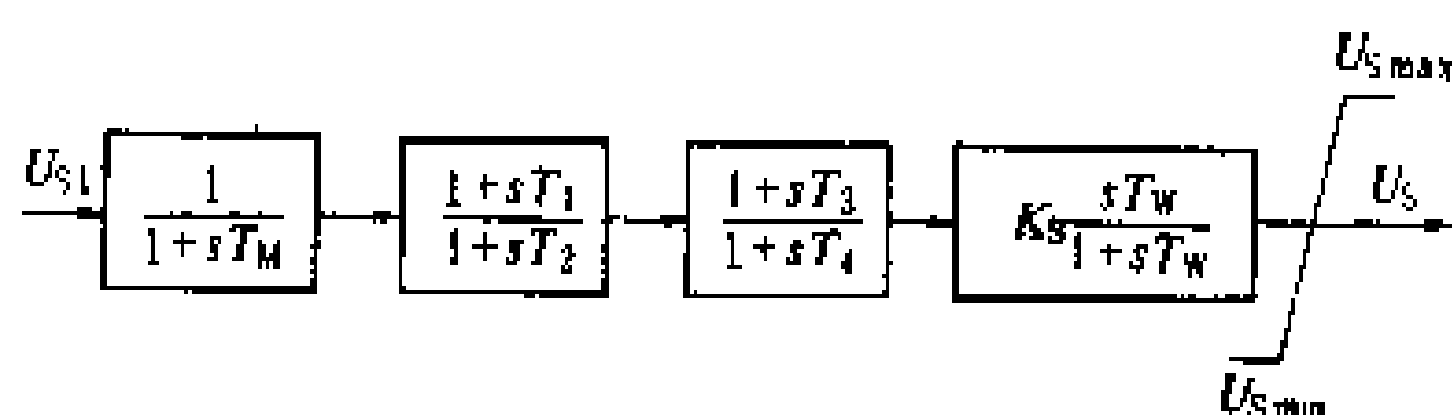


图 10 电力系统稳定器数学模型

**限幅器数学模型** 限幅方式有两种。一种为终端限幅，单元的输出不受限制，而送到下一级去的值则为限幅器所限制，如图 11 (a) 所示；另一种是非终端限幅，单元的输出不允许超过限制值，如图 11 (b) 所示。

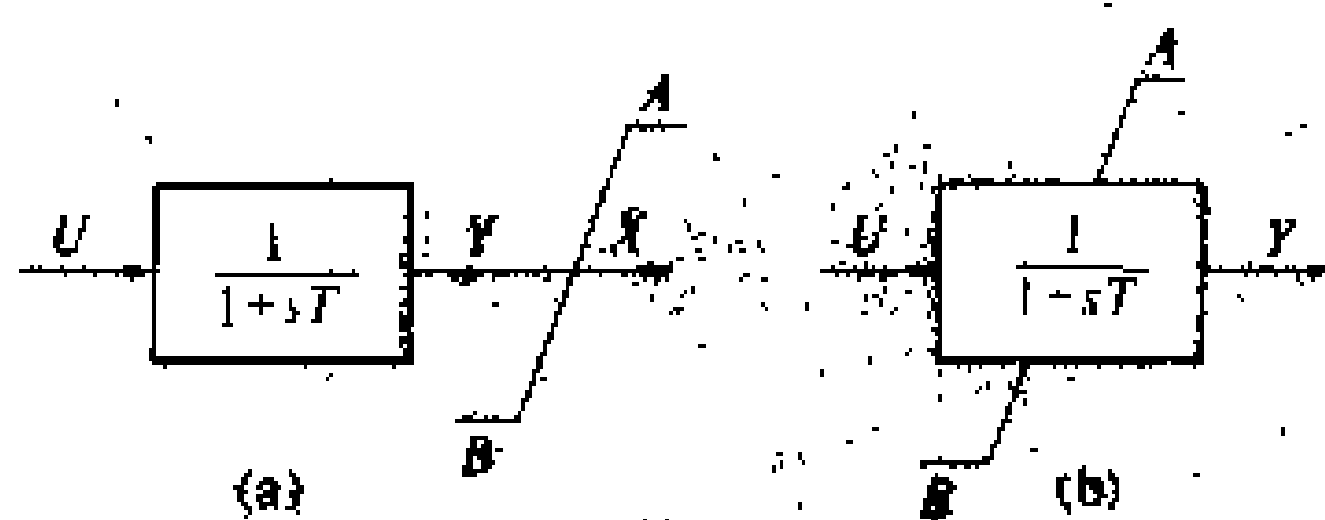


图 11 限幅器数学模型

(a) 终端限幅；(b) 非终端限幅

终端限幅的方程式为  $\frac{dy}{dt} = \frac{(u-y)}{T}$ ；若  $B \leq Y \leq A$ ，则  $X=Y$ ；若  $Y > A$ ，则  $X=A$ ；若  $Y < B$ ，则  $X=B$ 。非终端限幅的方程式为  $f = \frac{(u-y)}{T}$ ；若  $Y=A$  且  $f > 0$ ，则  $\frac{dy}{dt} = 0$ ；若  $Y=B$  且  $f < 0$ ，则  $\frac{dy}{dt} = 0$ ；其他情况下，有  $\frac{dy}{dt} = f, B \leq Y \leq A$ 。

## 几种主要励磁系统的数学模型

**直流励磁机励磁系统** 这种励磁系统由自动电压调节器、直流励磁机和电力系统稳定器等组成。采用并联校正时的模型如图 12 (a) 所示，采用串联校正时的模型如图 12 (b) 所示。当放大器电源取自发电机端随发电机电压变化而变化时，放大器输出最大值与发电机端电压成正比，即为  $U_T \times U_{Amax}$ （或  $U_T \times U_{Amin}$ ）， $U_{Amax}$ （ $U_{Amin}$ ）为  $U_T=1$  时放大器的最大（最小）输出。

**交流励磁机励磁系统** 主要由自动电压调节器、交流励磁机、功率整流器、中频副励磁机和电力系统稳定器等组成。

**交流励磁机不可控整流器励磁系统** 按功率整流器是静止还是旋转，又可分为静止整流器（有刷）励磁系统和旋转整流器（无刷）励磁系统。按励磁电压



响应速度可分为高起始响应励磁系统和常规励磁系统。

这种系统中的交流励磁机均为他励,  $K_E=1.0$ , 自动电压调节器的功率放大单元为三相可控整流桥, 由中频副励磁机供电。中频副励磁机可以近似为恒压电源, 不需专门模拟。因为交流励磁机的换弧电抗比较大, 功率整流器有可能工作在第Ⅰ种模式和第Ⅱ种模式, 不可控整流器的最小输出为零而不能为负。图 13 (a) 和 (b) 分别为并联校正和串联校正时的数学模型。 $K_H$  为时间常数补偿的反馈系数, 当  $K_H=0$  时为常规系统, 高起始响应系统时的  $K_H$  则较大, 此时  $U_{Amax}$  和  $U_{Amin}$  的绝对值也要比常规系统时大得多, 与之相对应, 副励磁机的电压也要高得多。图 13 中, 并联校正信号和时间常数补偿用信号取自交流励磁机励磁电流  $U_{FE}$ , 对于有刷励磁系统, 也可取发电机磁场电压  $E_{FD}$  作为输入信号。

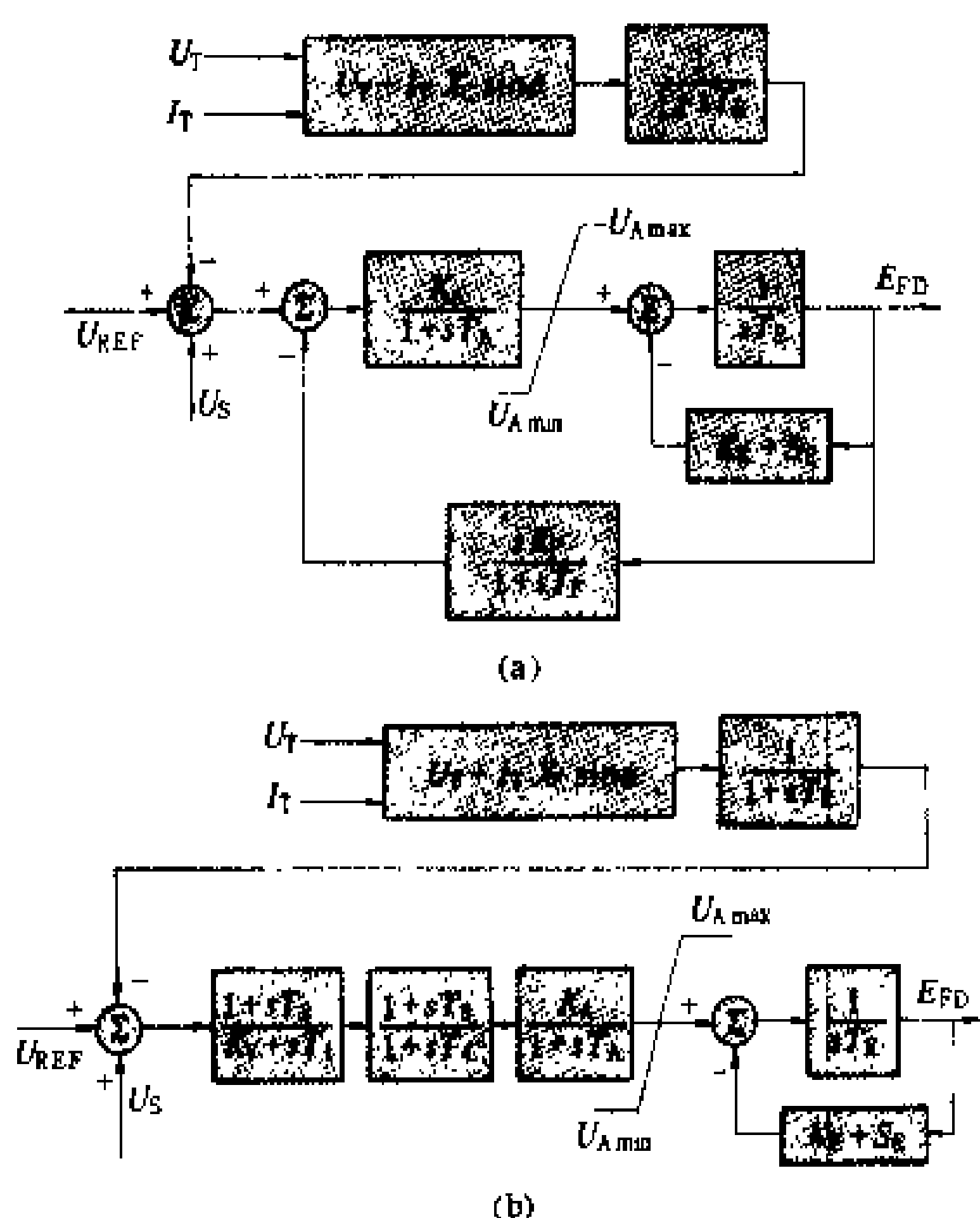


图 12 直流励磁机励磁系统数学模型  
(a) 并联校正; (b) 串联校正

交流励磁机可控整流器励磁系统 这种系统又称为交流励磁机他励可控整流器励磁系统。响应速度快, 对暂态稳定很有利。交流励磁机为自励恒压发电机, 可以用恒电压源模拟。整流器一般工作在图 9 所示的模式 1, 负荷电流的影响可以用乘积  $K_C \times I_{FD}$  去修正励磁电压限幅来考虑。这种励磁调节系统常常使用一级串联校正来提高励磁调节系统的稳定性, 数学模型如图 14 所示。这个模型也适用于由厂用母线供电的恒压源静止励磁系统。

**静止励磁系统** 静止励磁系统可分为电压源-可

控整流器(自并励)励磁系统和复励-可控整流器(自复励)励磁系统, 也有从厂用母线取得电源的他励系统。这类系统没有旋转励磁机, 响应速度快, 顶值电压高, 对电力系统的暂态稳定很有利。

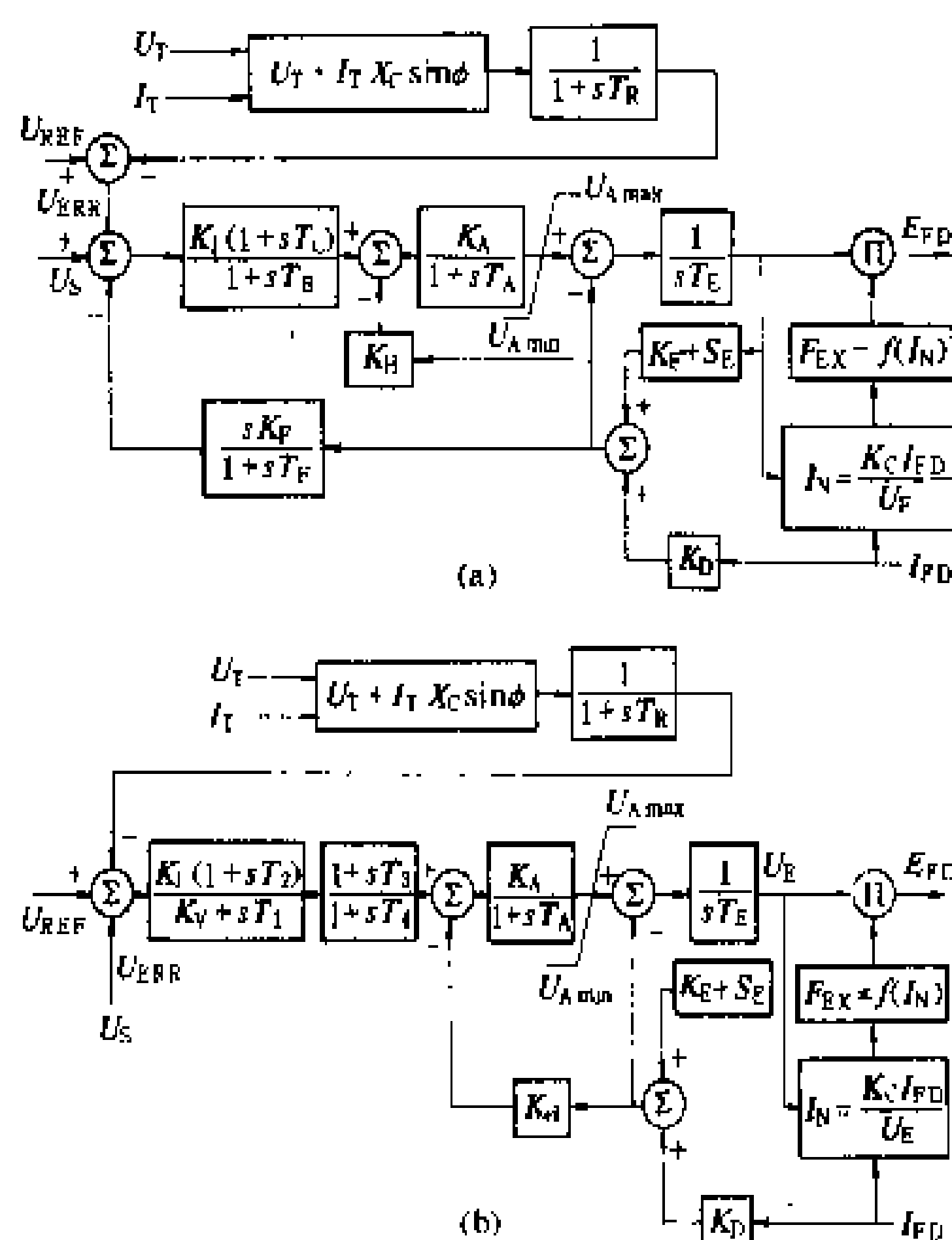


图 13 交流励磁机不可控整流器励磁系统  
数学模型  
(a) 并联校正; (b) 串联校正

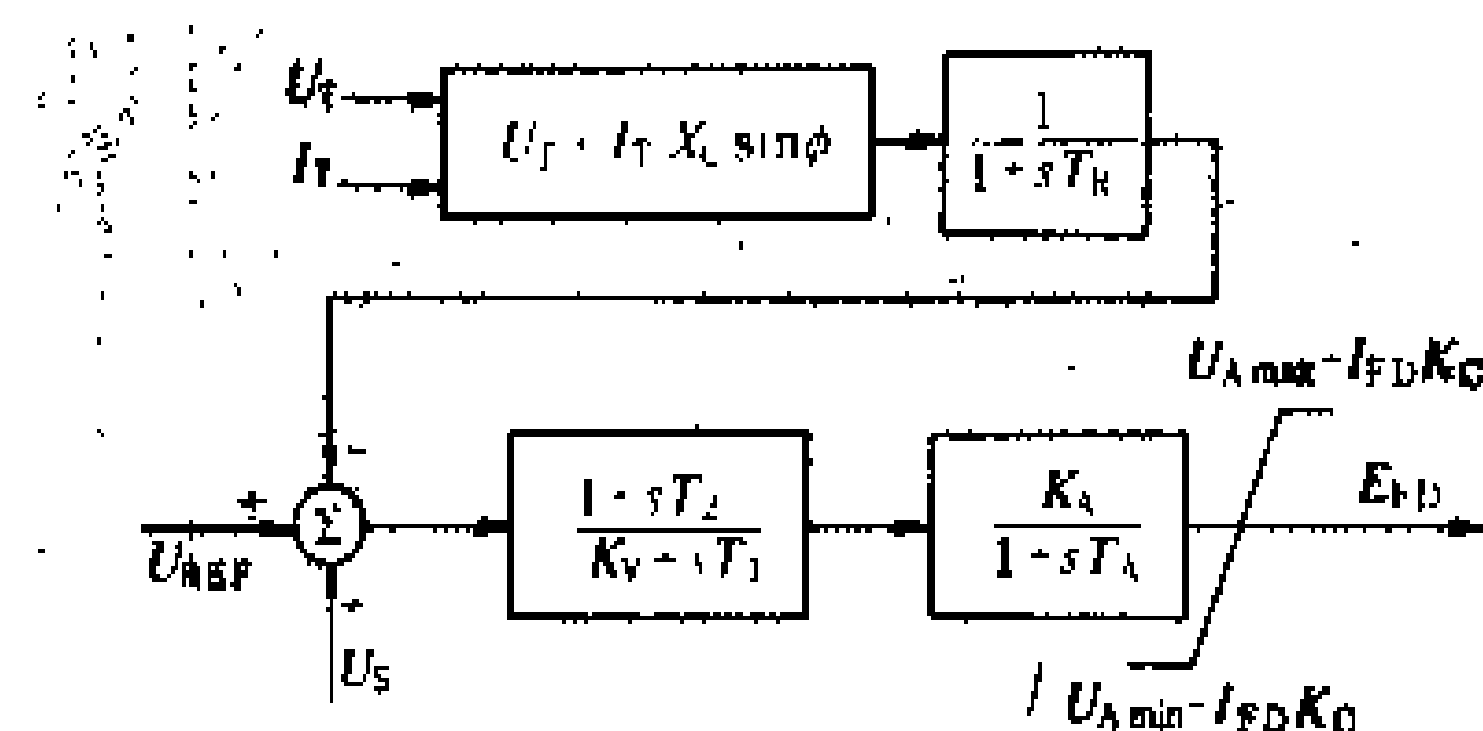


图 14 交流励磁机可控整流器励磁系统数学模型

电压源-可控整流器励磁系统 主要包括励磁变压器、自动电压调节器、可控功率整流器、电力系统稳定器等。励磁变压器从发电机端电压取得电源向整流器供电。磁场电压的限幅既是发电机端电压的函数, 又是整流器负荷电流  $I_{FD}$  的函数。因为励磁变压器换弧电抗小, 整流器工作在图 9 所示的模式 1。系统的数学模型如图 15 所示。励磁调节系统本身的稳定性是有保证的, 不须另加校正环节。图 15 中的串联、并联校正环节用来实现暂态增益衰减, 两个校正只用一个即可。 $U_{Amax}$ 、 $U_{Amin}$  分别为  $U_T=1$  标幺时的最大和最小输出。 $K_A$ 、 $T_A$  分别为增益和等效时间常数,  $T_A=0.02 \sim 0.05$  s。

复励-可控整流器励磁系统 励磁电源取自发电

机端电压（并联励磁变压器）和定子电流（串联变压器）。两个分量可以在交流侧串联相加，也可以在直流侧串联相加或并联相加。图 16 为交流侧串联相加的复励-可控整流器励磁系统数学模型。 $X_u$  为串联变压器互感抗。因为串联变压器增大了换弧电抗，功率整流器的换弧压降应该尽可能精确模拟。

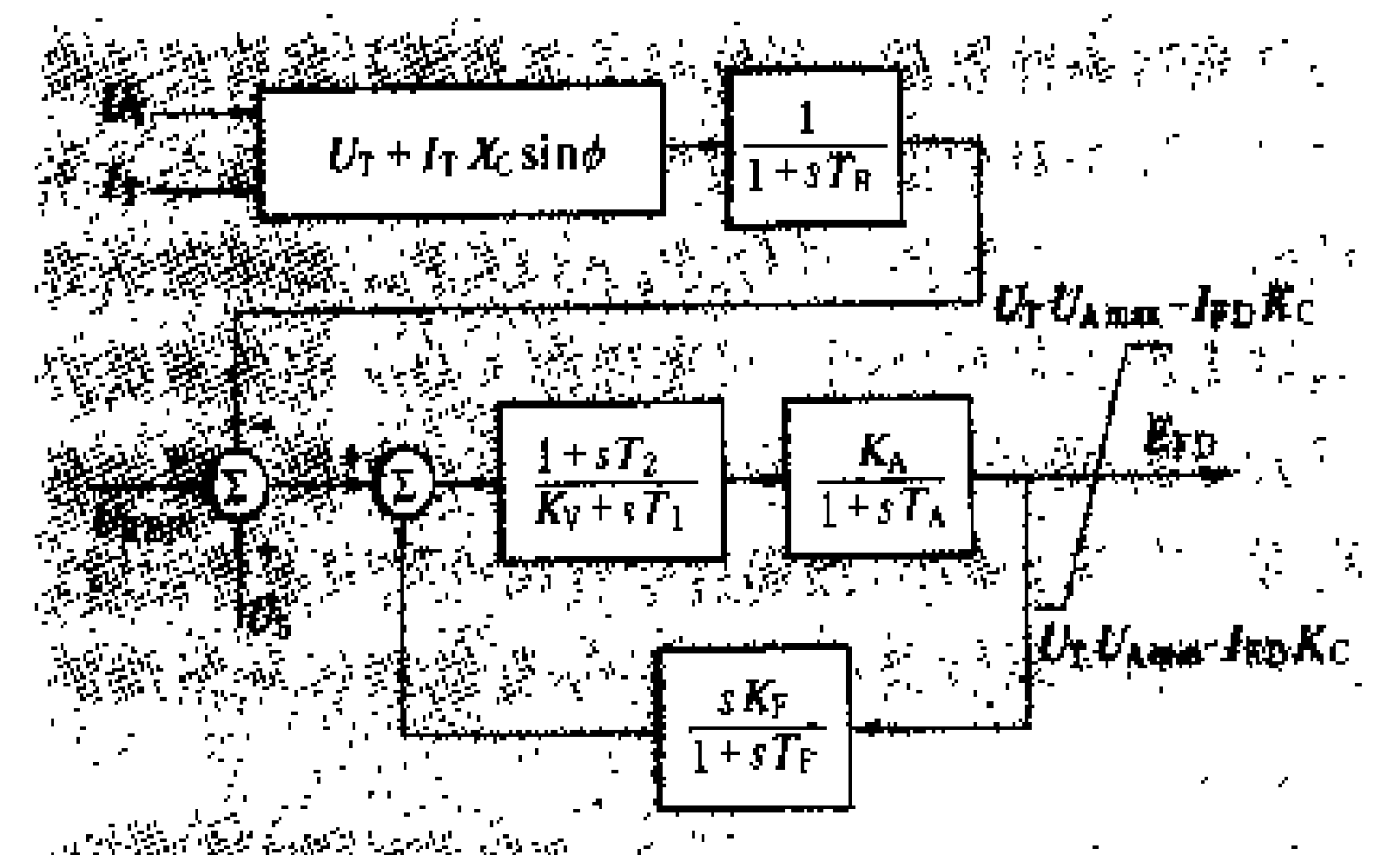


图 15 电压源-可控整流器励磁系统数学模型

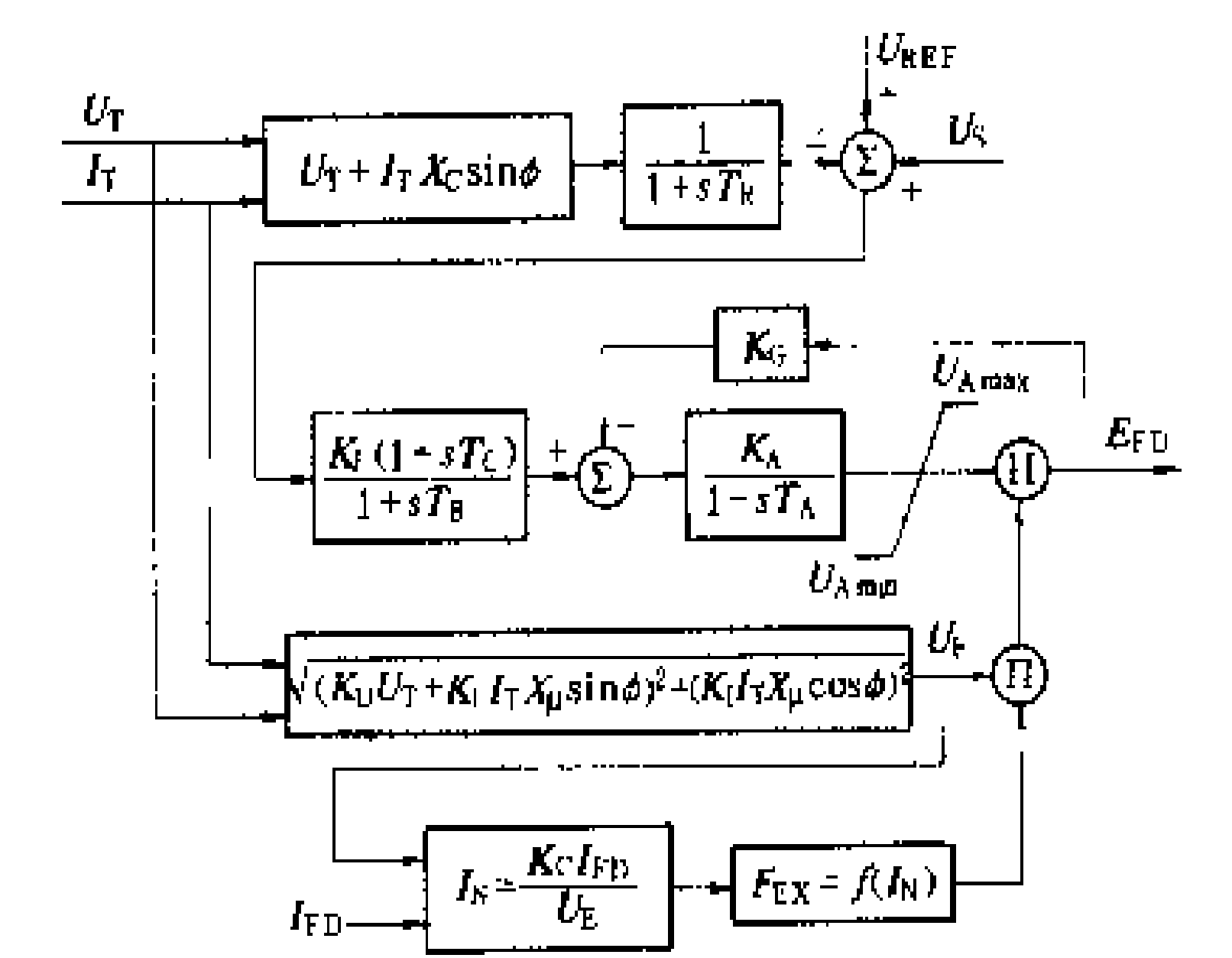


图 16 复励-可控整流器励磁系统数学模型

参考书目

IEEE Committee Report, Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-100, Feb. 1981

（刘增煌）

liansuo fanying

**连锁反应**（cascading） 由于一条输电线路（或一组变压器）的过负荷或事故跳闸而引起其他输电设备和发电机的相继跳闸（包括为防止损坏设备而进行的人员操作在内）。这类事故常导致大面积停电，甚至导致系统瓦解。连锁反应是事故扩大的一个重要原因。（见电力系统重大事故）

**发生原因** ①受电地区由于气候等原因用电负荷意外大幅度增长，有功功率与无功功率备用不足，同时又无迅速削减负荷的有效措施。此时，因一条受电的输电线路过负荷跳闸，其他受电线路相继过负荷跳

闸。②继电保护误动、拒动或人员误操作（包括断路器拒动）。一条线路故障而多条线路跳闸。在异常情况下，由于发电机组调速系统等异常反应所引起的出力大幅度变化等。

**预防措施** ①针对系统运行方式中可能发生过重负荷的主干输电设备，预先制定防止连锁反应的措施。②加强继电保护定值管理，在系统运行方式有变化或负荷增长时应及时进行必要的定值改变（参见彩图插页第 14 页 22 图）。③检测通过自动解列点的功率，使其不超过允许限额。④装设按频率降低、按电压降低自动减负荷装置以及在必要时的连锁切机和切负荷装置。

（沈培厚）

lianlu kongzhi tongxin guiye

**链路控制通信规约**（link control protocol for data communication） 链路两端的数据站进行数据通信时必须共同遵守的规则和格式。其主要作用是通过通信线路透明地进行信息交换，确保信息正确地到达终点地址，有效地进行数据流控制、同步控制和差错控制。其主要功能有：数据链路起始与结束控制，同步控制及确认收、发关系，传输差错控制和数据传送。

**数据链路起始与结束控制** 起始控制是使数据通信设备间建立起可以工作的数据链路。结束控制是数据传输正常结束或异常结束时，使数据链路恢复中性或控制状态。

**同步控制及确认收、发关系** 同步控制主要利用起、止码元，同步字符或同步序列，实现收、发双方的字符同步的控制。在一次通信的开始，通过发送地址或其他控制信息来确认双方的收、发关系。

**传输差错控制** 在数据传输控制规约中，利用奇偶检验或循环冗余码检验实现传输差错的检测，并通过反馈重发进行纠错。

**数据传送** 数据信息和监控信息的发送及接收的过程。它还包括接收认可、重发等传输顺序控制，防止信息帧或码组的重收、漏收及信息流量控制等。

**链路控制通信规约** 一般有两种类型：①面向字符的链路控制通信规约如基本型通信规约；②面向比特的链路控制通信规约如高级数据链路控制规约。

（马永超）

liangge xitong hulian de kekaoxing fenxifa

**两个系统互联的可靠性分析法**（analytical method of reliability for two interconnected power systems） 确定两个互联系统间可以相

互提供的支援功率(或电量)和由此取得的可靠性效益的分析方法。首先必须假定一些作为分析依据的条件,例如两系统的发电机组随机停运彼此独立,各系统的负荷变化独立(或相关),联络线传输容量的限制以及系统间签订的协议形式等。

协议的形式大致可分为两类:①以不影响本系统缺电为前提的共享备用方针;②共同分担任一系统缺电风险的共享备用方针。

分析的方法根据使用的可靠性指标,可分为LOLP(或LOLE)法和F&D法(见发电系统可靠性指标)两类;根据方法原理,可分为二维概率数组法和等效支援机组法两种。从方法的简单、灵活和计算效率出发,目前LOLP(LOLE)法和等效支援机组法应用更为广泛。

二维概率数组法 首先分别建立每个系统的容量模型(见发电系统模型),其次根据这些模型得出两个系统发电容量同时停运状态的概率,形成一个二维数组,最后在数组基础上进行可靠性计算。这一方法的数学原理可用图1来说明。设A、B两个系统通过联络线互联,A系统容量模型中包含 $n_A$ 个容量停运状态,B系统为 $n_B$ 个。则在二维概率数组中将包含 $n_A \times n_B$ 个联合状态,且每一状态的概率为 $p_A p_B$ (分别对应A、B系统容量模型中某一容量停运状态的确切概率),如图1所示。整个联合状态空间可按照研究期间(例如1天)各系统的峰荷 $L_A$ 、 $L_B$ 和备用 $R_A$ 、 $R_B$ 划分成 $W$ 、 $X$ 、 $Y$ 、 $Z$ 4个状态子集,且有

$$P_W + P_X + P_Y + P_Z = 1 \tag{1}$$

式中 $P_W$ 、 $P_X$ 、 $P_Y$ 和 $P_Z$ 分别是图1中 $W$ 、 $X$ 、 $Y$ 、 $Z$ 状态子集中所有联合状态概率之和。显然,A、B系统未互联时的LOLP为对应各系统故障状态子集中所有联合状态概率之和,如图1(a)所示,即

$$LOLP_A = P_X + P_Z \tag{2}$$

$$LOLP_B = P_Y + P_Z \tag{3}$$

整个互联系统的风险度为

$$\begin{aligned} LOLP_S &= 1 - P_W = P_X + P_Y + P_Z \\ &= LOLP_A + LOLP_B - P_Z \end{aligned} \tag{4}$$

当A、B系统互联后,各系统可接受对方的支援容量分别在 $0 \sim R_B$ 和 $0 \sim R_A$ 之间,具体大小与支援系统本身所处的容量停运状态、联络线容量和双方签订的协议形式有关。接受支援的结果使A、B系统的故障状态子集都有所减小如图1(b)所示。因此,原 $X$ 、 $Y$ 状态子集缩小为 $X'$ 、 $Y'$ ,而两个系统都正常的状态子集 $W$ 却增加了支援状态子集 $X''$ 和 $Y''$ 。这种状态子集的变化反映了各系统LOLP值的变化,假定没有联络线容量的限制,则有

$$LOLP_{A'} = P_{X'} + P_Z \tag{5}$$

$$LOLP_{B'} = P_{Y'} + P_Z \tag{6}$$

$$\begin{aligned} \text{和 } LOLP_S &= 1 - (P_W + P_{X'} + P_{Y'}) \\ &= P_{X'} + P_{Y'} + P_Z \\ &= LOLP_{A'} + LOLP_{B'} - P_Z \end{aligned} \tag{7}$$

式中LOLP'为各系统接受支援容量后的风险度; $P_{X'}$ 、 $P_{Y'}$ 分别为互联后使A、B系统风险度降低的值,可称为互联可靠性效益,其值等于两系统互联前后风险度之差; $P_Z$ 为对应图1中两个系统都故障的状态子集的概率,可以证明 $P_Z = LOLP_A \times LOLP_B$ 。如果联络线容量对支援容量有限制,只需使图1(b)中各系统的备用 $R_A$ 、 $R_B$ 等于联络线容量。显然,这将使支援状态子集 $X''$ 、 $Y''$ 相应减小。当需计及联络线的强迫停运时,只须将互联可靠性效益 $P_{X'}$ 和 $P_{Y'}$ 分别乘以联络线的可用率即可。

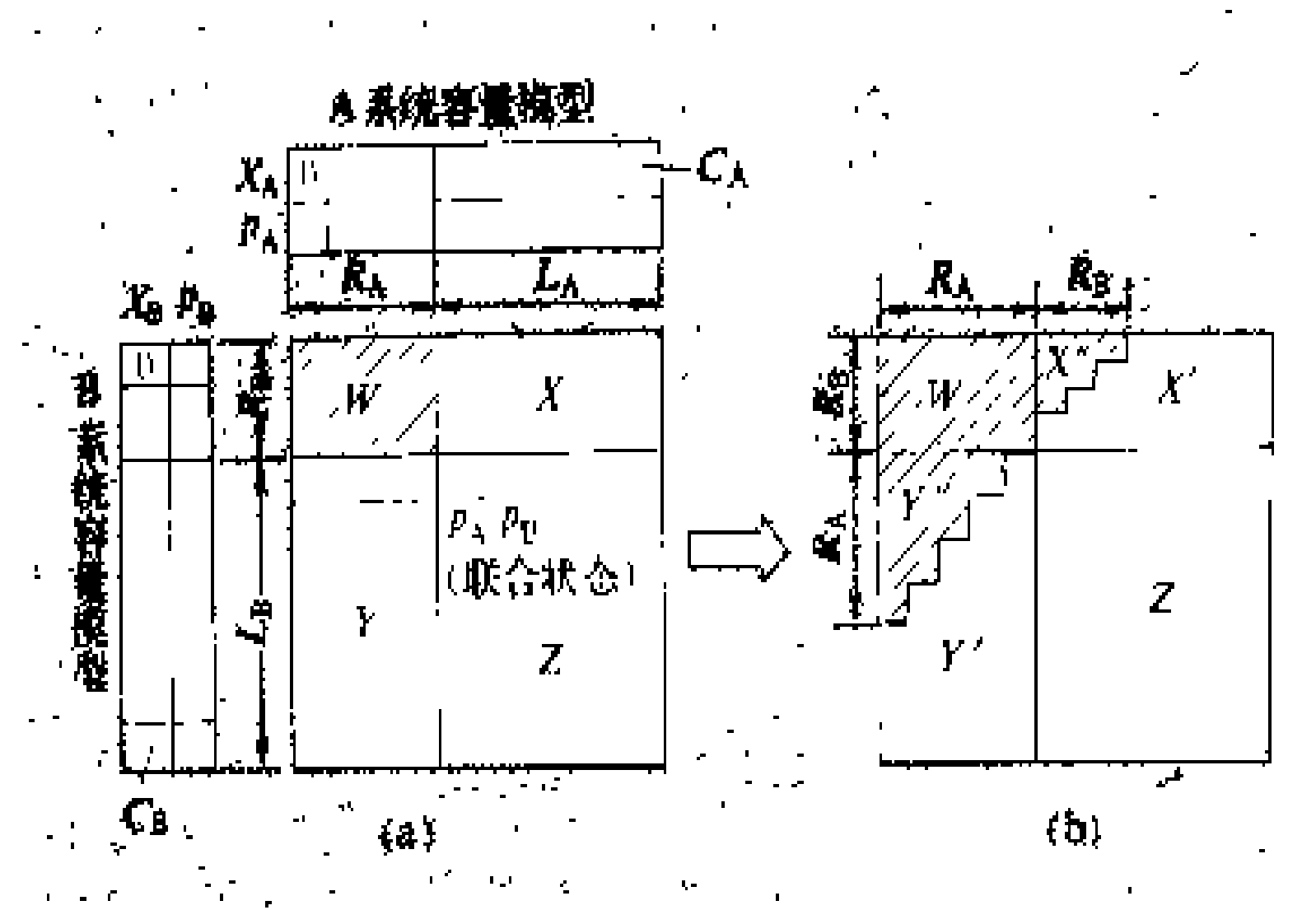


图1 A、B系统容量模型构成的二维概率数组  
(a)未互联前情况;(b)互联后联络线正常工作时情况  
 $W$ —两系统都正常的状态子集; $X$ —B系统正常,A系统故障的状态子集; $Y$ —A系统正常,B系统故障的状态子集; $Z$ —两系统都故障的状态子集

若两系统的负荷独立,则可按上述方法逐日计算LOLP,然后相加即可得到两个系统在研究期间的LOLE指标。若两系统负荷相关,则须考虑不同负荷组合所对应的LOLE指标,并按负荷组出现的概率加权平均。

上述二维概率数组法原理,应用递推算法(见发电系统模型)可在计算机上非常方便地实现,在国内外得到广泛的应用。但是将二维概率数组法应用于发电机组数目很大的系统时,需要的计算机存储量很大且计算时间很长,当用来估计两个以上的互联系统可靠性时,此缺点更为突出。

等效支援机组法 将一个发电系统的容量模型与负荷模型(见发电系统可靠性负荷模型)和联络线的容量状态结合所形成的一台多状态(即具有若干个降低出力状态)等值机组。在研究互联系统可靠性时,这台等值机组表明一个系统向另一系统可能提供支援容量的潜力,并可用来直接参与计算。这种方法可以得到与

二维概率数组法相同的结果，而在计算机存储量和执行时间两方面都大为节省。

以下说明这种方法的原理和形成等效支援机组的步骤。设 A、B 两系统互联，如图 2 (a) 所示，假定 A 是支援系统，研究 B

系统受援后的可靠性。为此：①建立 A 系统的容量模型。②将 A 系统容量模型与负荷模型相结合，求得每一容量状态下

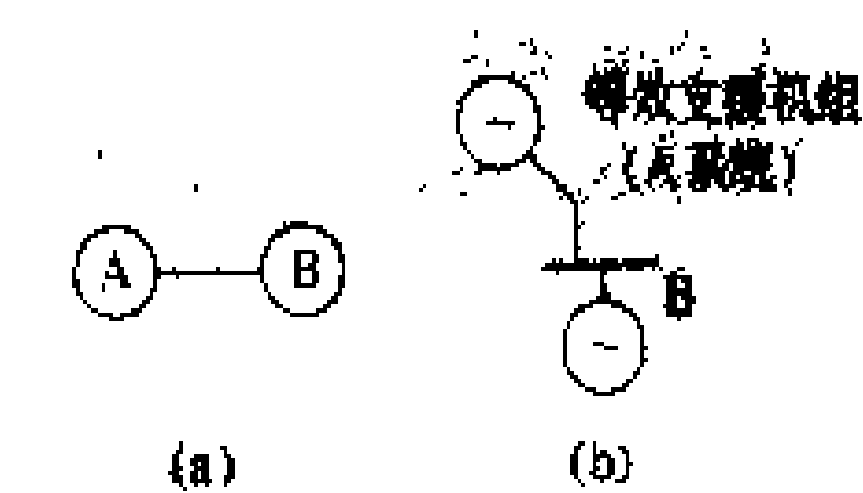


图 2 等效支援机组  
(a) 互联系统；(b) 转换后的等值系统

的备用裕度形成一个裕度状态表 (包括裕度和概率)。然后用联络线的容量状态和概率修正裕度状态表，即使最大裕度不超过联络线容量 (可令其相等)，并将裕度大于零的概率乘以联络线的可用率，裕度等于零的概率乘以联络线的可用率加上联络线的强迫停运率。③最后形成 A 系统的支援容量模型，其形式和内容与容量模型类似如表所示。由于支援容量模型综合考虑了 A 系统的装机容量、负荷、随机停运后的备用裕度和联络线的容量及其故障特性等条件，从可靠性的角度，对于 B 系统而言可以看成是一台多状态的等值机组，这台机组的额定容量等于表中的最大支援容量，其他较低容量可视为该机的降低出力运行状态，因此称为等效支援机组。④将求得的等效支援机组追加到 B 系统的容量模型中去，如图 2 (b) 所示，可用下面的递推算式

$$\left. \begin{aligned} P(X) &= \sum_{i=1}^n P_i P'(X - C_i) \\ \text{当 } X - C_i \leq 0 \text{ 时, } P'(X - C_i) &= 1 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

式中  $P(X)$  为 B 系统容量模型中停运容量为  $X$  时，追加等效支援机组后的累积概率新值； $P'(X - C_i)$  为 B 系统容量模型中对应停运容量为  $X - C_i$  的累积概率旧值 (未追加等效机组前)； $n$ 、 $C_i$  和  $P_i$  分别为等效支援机组的全部容量状态数、处于状态  $i$  的容量和相应的确切概率。

将等效支援机组追加到 B 系统的容量模型后，即可按处理单系统的方法计算 B 系统的可靠性指标，而所得结果则已考虑了与 A 系统互联的影响。必须指出，上述方法假定两系统负荷是独立的，如果负荷相关，则应分别对不同的负荷组进行上述计算，然后按负

荷对出现的概率加权平均。

A 系统的支援容量模型

状态号	支援容量 (MW)	支援容量停运 (MW)	累积概率 $P_i$
1	$R_1$	$C_1 (=0)$	$P_1$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$i$	$R_i$	$C_i$	$P_i$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$n$	$R_n$	$C_n$	$P_n$

这种等效支援机组模型可以很容易地将两个系统间的互联传输状况、运行约束以及系统间的协议等因素加以考虑。应用等效支援机组法不仅可使两个系统互联的可靠性计算简化，减少存储量和计算时间，且更便于用来分析两个以上的系统互联时的可靠性问题。

参考书目

Cook V M, Galloway C D, Steinberg M J et al. Determination of Reserve Requirements of Two Interconnected Systems. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-82, 1983  
比林顿，阿伦，电力系统可靠性评估，周家启，任震译，重庆：科学技术文献出版社重庆分社，1986  
(Billinton R, Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman: planum press, 1984)

(杨蔚百)

lingxu jidianqi

**零序继电器** (zero sequence relay) 依输入零序电流、电压或功率而动作的一类继电器。在继电保护应用中，分为零序电流继电器、零序电压继电器和零序功率方向继电器。通入继电器的零序电流由三相电流互感器的零相回路或专用的电缆型零序电流互感器提供；而零序电压则由三相电压互感器的零序电压输出端子或由三相电压经专用零序电压变压器 (或接线) 提供。这类继电器有多种结构形式。

零序电压继电器主要用于非有效接地系统，作为接地故障监视。而零序电流及零序功率方向继电器则广泛用于各种接地系统的各级电压电力网，实现接地故障时的继电保护。

(李振和)

# M

meihao weizengli

**煤耗微增率** (incremental fuel consumption) 火力发电机组输入煤耗增量与输出有功功率增量之比在输出有功功率增量趋向无穷小时的极限值。其含义是当机组从某一运行功率点上增加(或减少)一个单位功率时所需煤耗的增加(或减少)量;不同的运行功率点有不同的煤耗微增率值。煤耗微增率可用下式表示:煤耗微增率 $=\lim_{\Delta P \rightarrow 0} \frac{\Delta C}{\Delta P}$ , 式中  $C$  为输入煤耗;  $P$  为输出有功功率。

煤耗微增率与煤耗是不同的概念,须加以区别。煤耗是指火力发电机组消耗的标准煤量与所发出的电能之比,单位为克每千瓦时  $[g/(kW \cdot h)]$ 。

煤耗特性曲线与煤耗微增率曲线 单位时间内发电机组消耗的标准煤量与发出的有功功率的关系曲线称为煤耗特性曲线,如图1所示。单位时间内机组煤耗量与有功功率之比称为单位煤耗量(或煤耗率),它表示机组在某一给定功率下的平均单位煤耗,在图1中是从原点到煤耗特性曲线上某一点连线的斜率,单位煤耗量的单位为吨每兆瓦小时  $[t/(MW \cdot h)]$ 。单位煤耗量主要用以编制机组经济组合。

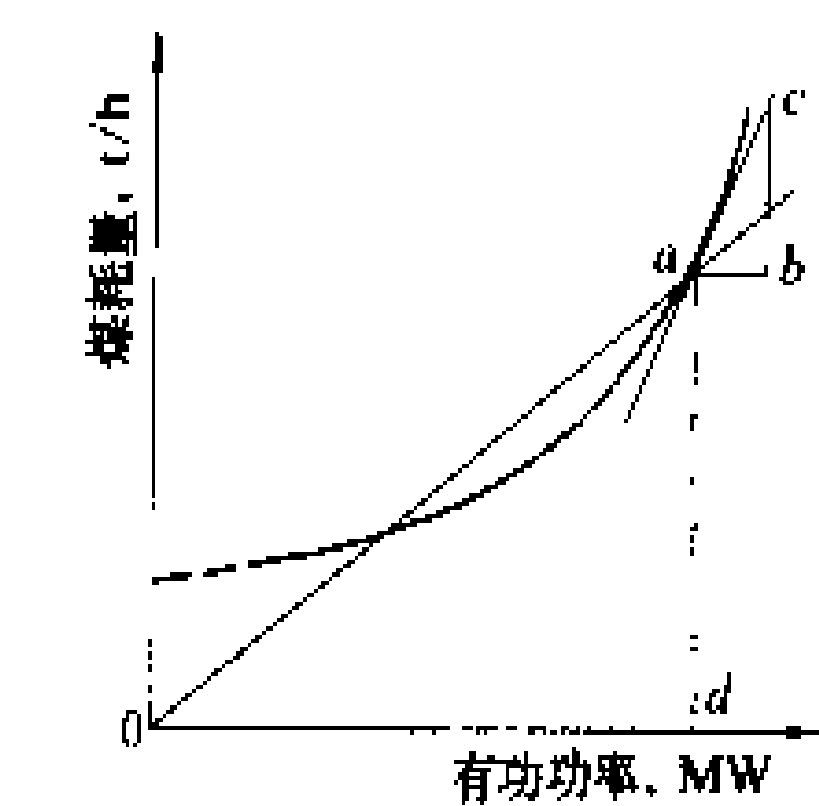


图1 煤耗特性曲线

图1煤耗特性曲线上  $a$  点的斜率  $(cb/ab)$  就是与之对应的功率  $d$  的煤耗微增率。将曲线上各点的斜率绘成另一条曲线即得煤耗微增率曲线,如图2所示。煤耗微增率的单位是吨每兆瓦小时  $[t/(MW \cdot h)]$ 。应用煤耗微增率的概念,可以找出每个机

组单独承担系统负荷微量变化时输入煤耗的变化量,比较各机的煤耗变化量,就能确定由哪个机组承担系统负荷微量变化而使全系统消耗的煤量最少。系统负荷变化量较大时,则由煤耗微增率相同的多台机组承担(见等微增率经济调度)。为了降低煤耗微增率应经常采取措施,提高机组效率和降低厂用电率。

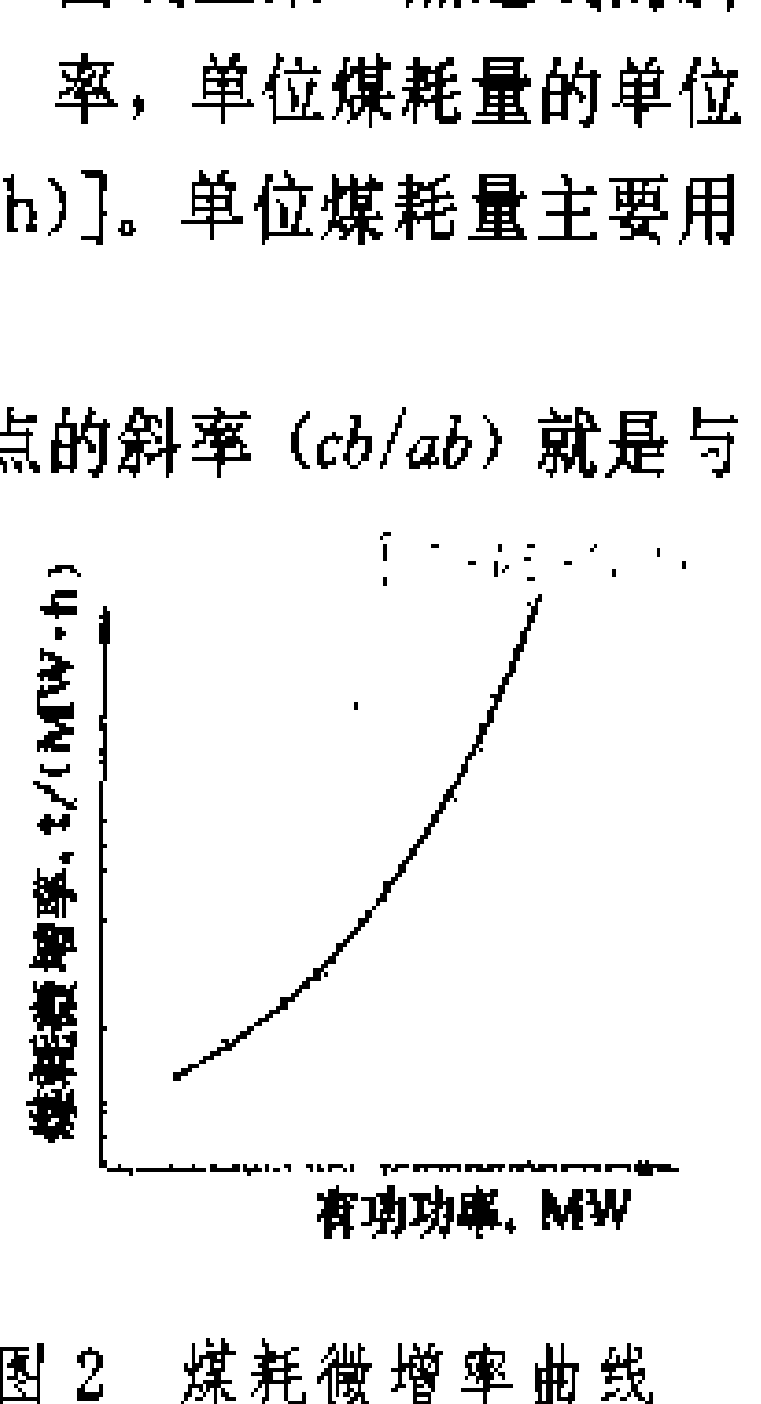


图2 煤耗微增率曲线

组单独承担系统负荷微量变化时输入煤耗的变化量,比较各机的煤耗变化量,就能确定由哪个机组承担系统负荷微量变化而使全系统消耗的煤量最少。系统负荷变化量较大时,则由煤耗微增率相同的多台机组承担(见等微增率经济调度)。为了降低煤耗微增率应经常采取措施,提高机组效率和降低厂用电率。

(李朝安)

Meiguo Bangweier Dianliju Kekaoxing Zhunze he Biaozhun

**美国《邦维尔电力局可靠性准则和标准》** (*Reliability Criteria and Standard of Bonneville Power Administration*) 美国邦维尔电力局(Bonnivelle Power Administration, BPA)根据可能造成电力系统部分或全部停电的电气扰动或设备过负荷等事故工况而制定的规划、设计、建设、运行和维修等方面的可靠性准则。其主要目标是在经济合理的范围内,保证向用户不间断地供电。

准则规定了最低可接受的运行性能,即BPA系统的可靠性一般要比准则规定的要求更高,当系统或部分系统不能满足准则的要求时则必须提前增加电力设施,使系统满足准则的要求。

**批准单位和时间** 《邦维尔电力局可靠性准则和标准》最初于1968年公布,并在实际应用中不断地进行修订。目前使用的准则是在1979年完成的比较完整的修订本。BPA是西部电力可靠性协会(WSCC)的成员而WSCC又参加了北美电力可靠性协会(North American Electric Reliability Council, NERC),因此BPA系统除执行符合本准则的要求外,还应执行符合WSCC和NERC制定的有关互联系统的运行可靠性准则。

**主要内容** 包括八个准则:①系统规划可靠性准则;②系统运行的可靠性准则;③维修的可靠性准则;④供用电的可靠性准则;⑤输电线路的可靠性准则;⑥变电所的可靠性准则;⑦系统控制的可靠性准则;⑧负荷和电源规划的可靠性准则。

**系统规划可靠性准则** 规定了以下内容:①预定的可能发生的事故工况后果的极限值;②辐射形供电、改进型辐射形供电、边缘地区供电和主网的基本校核方法。这些准则适用于BPA输电系统的规划和计划工作。WSCC制定的系统设计可靠性准则,则规定了某系统发生事故工况时对其他系统影响的极限值。BPA系统的规划、计划工作应同时满足BPA自己的和WSCC制定的准则。

**系统运行的可靠性准则** 规定了为保证电力系统安全、经济和可靠地运行,对系统中的各项设施,包括

输电线路、变电所设备(包括保护设备)和发电机的停运(包括计划停运、强迫停运、紧急停运)以及负荷值、运行操作、发电容量的运行备用(包括旋转备用和自动发电出力控制的旋转备用)的基本要求,还对变电所的分级及其人员配备和标准作出了规定。

**维修的可靠性准则** 规定了系统各元、部件维修的基本原则以保证各元、部件的运行符合设计规范。维修计划的目标是消除设备存在的问题并能提高与设备可靠性相适应的供电连续性。但有些设备要停运后才能维修,因此,为在设备维修时仍能连续供电,系统设计时必须提供旁路设施,或由两侧供电,否则应容许供电中断。准则对输电线路维修、变电所维修、系统保护的维修、系统控制装置(包括通信、远动、继电保护回路和信号系统等)的维修和非电气设备(包括水源、下水道、场地、暖气、通风和空调设备等)的维修都作出了规定。同时对维修人员和工具设备也提出了基本要求。

**供用电的可靠性准则** 规定了BPA与用户间的设施及供用电关系。BPA按照这个准则的规定,计划、设计、运行和维修其供电设施,以保证向用户可靠地供电。准则中对供电计划、变电所新增容量、电压调整及供电点电压变动范围、用户拥有设施的运行和维修、变压器发生故障后的恢复供电、后备供电设施、辐射形供电区和供电连续性都作了具体规定。

**输电线路的可靠性准则** 规定了输电线路的基本设计准则,包括线路结构、电气性能和公众安全等。输电线路的设计除经总工程师正式批准外,都应满足美国《国家电气安全规程》(*National Electrical Safety Code*)的要求。准则包括设计中采用的距离(导线弛度、相间距离、回路间距离和带电作业要求及危险树木的清除)、有关架空地线的规定、机械性能(导线振动和次档距振动、线路交叉跨越河流、铁路、公路等的专门规定)、线路经污秽地区的要求、线路路径的选择、对飞机航线障碍的处理和对维修走廊的要求等。

**变电所的可靠性准则** 规定了变电所设计的基本要点,并规定所有变电所设施的设计应考虑到20年发展规划和预计的增长速度。准则主要内容包括:所址选择、接地和屏蔽、所用电、蓄电池组、母线、距带电部分的距离、断路器、电力变压器、过电压保护、并联电容器和电抗器的设计要求和抗地震措施。

**系统控制的可靠性准则** 规定了对BPA系统控制装置的最低运行性能要求,包括远动通道、遥控设备和继电保护装置等。

准则的主要内容包括:数据的采集和控制,通信系统的一般准则和损耗裕度,电源和设备的多重化,继电保护(包括线路保护)的配置原则,变压器、并联电抗

器和电容器组继电保护的配置原则,对变电所母线保护和断路器失灵保护的要求以及对自动重合闸和电力系统稳定控制措施的要求等。

**负荷和电源规划的可靠性准则** 规定了BPA采用的用电负荷预测的基础和为满足负荷预测的发电电源规划的基础。内容主要包括负荷的预测、水电电源的调峰容量和电量、火电电源的建设进度、火电厂和核电厂的年容量系数及其维修、备用容量的确定等。

这些准则的许多规定还另有更详细的标准来说明。BPA系统的规划、设计、建设、运行都应符合上述全部准则的要求和规定。

由于BPA无发电设备,故缺乏这方面的准则,但它是美国国营电力企业中较大和管理水平较高的单位,而且准则中又突出考虑了经济效益,因而对电力工业的可靠性管理工作有参考价值。

#### 参考书目

BPA. BPA Reliability Criteria Manual. 1979

(吴竞昌)

Meiguo dianli xitong

## 美国电力系统 (electric power systems in USA)

**电力系统的发展及现状** 1882年,在美国纽约出现第一个仅有6台120 kW蒸汽机发电机的公用电力系统,通过18英里电缆线路向100多家用户供电。在这以后,美国电力系统经历了100多年的发展,形成现在的由3500多个独立经营,又相互并列运行的电力系统。目前,美国大陆部分形成东部、西部和得克萨斯三大互联电力系统。东部互联电力系统与西部互联电力系统之间只有220 kV联络线,正常时解列运行。此外,在美国的东部、中部和西部还与相邻的加拿大各省的电力系统互联(见图),在阿拉斯加和夏威夷还分别有单独的电力系统。图中给出1990年度的负荷潮流值。

美国的电力系统按其所有制可以分为4类。

(1) 私营电力公司。其中最大的250个拥有全国发电量的78%和大部分高压输变电设备,它们在一个地区内垄断经营,自营配电或向其他的公营和合作社营配电系统售电。

(2) 州、市和非联邦机构经营的公有制电力企业。大约有2200多个,占有约10%的发电容量,向约14%的最终用户供电。

(3) 合作社营电力企业。约有1000多个,只占有2%的发电容量,而向用户售电约占6%,其中大部分电力是向私营电力公司趸购的。

(4) 联邦政府经营的电力系统。只有6个,这些电力企业主要经营联邦政府投资兴建的水电厂和相应



的高压输电线路,向附近的电力网、联邦政府机构和大耗电用户供电。此外,内政部开发署和陆军工程兵部队也从事水电开发工程。

1130 MW。最大的火力发电厂是帕里什 W A (Parish W A) 火力发电厂,总容量为 3953 MW,18 台机组;最大的核电厂是布朗菲列 (Brown Ferry) 核电厂,总

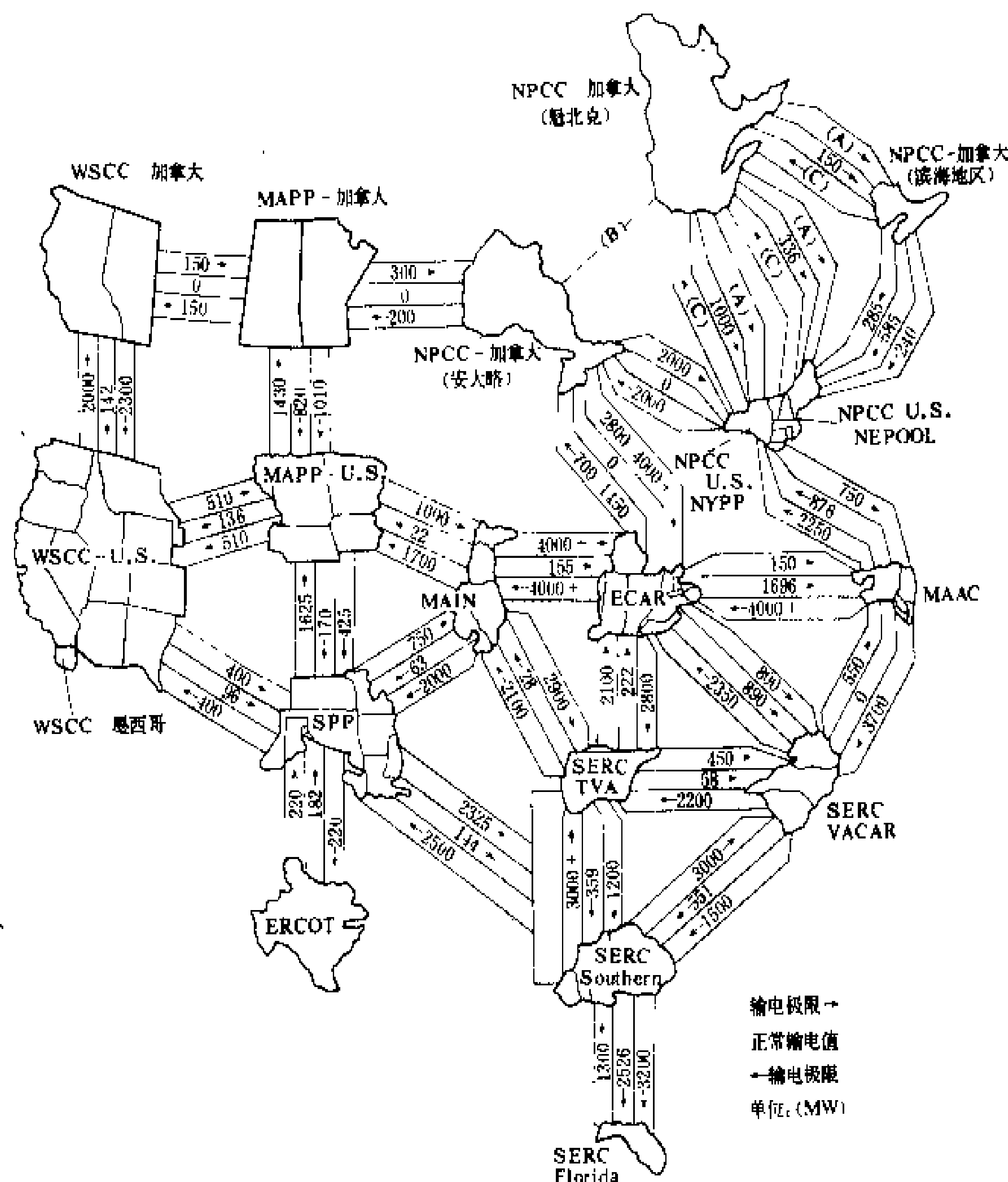
容量为 3300 MW;水电厂以大古力 (Grand Coolee) 为最大,容量为 6200 MW。

美国发电量在 20 世纪 70 年代增长得比较快,1971~1975 年平均增长率为 8.3%。因为世界石油危机,自 1975 年后增长率降低,1976~1980 年仅为 4.15%,最近几年的年增长率在 3% 以下。美国的重要水力资源基本上已开发,所以水电的比例日趋缩小,近年来水电主要是抽水蓄能发电厂的建设。预计到 1995 年和 2000 年电力和电量将分别达到 725300 MW、32000 亿 kW·h 和 774100 MW、35130 亿 kW·h。

美国电力系统的输电线路电压分为两种系列。第一种为 500 kV, 230 kV, 69 kV; 第二种为 765 kV, 345 kV, 138 kV。在 20 世纪 50 年代使用 345 kV 的电压等级,1965 年投入第一条 500 kV 线路,1969 年

开始使用 765 kV 的线路。1990 年全美共有 230 kV 以上交流输电线路 23.69 万回路 km。美国自 1970 年开始使用直流输电,最长的直流输电线路是太平洋沿岸自北向南长 1362 km 的 ±500 kV 直流联络线,它与 500 kV 的交流输电线并列运行。到 1990 年共有 ±250 kV 以上直流输电线路 3880 回路 km。

电力系统的分区概况 虽然美国 80% 的电力是掌握在私营公司手中,但是供电地域相邻的电力公司为了获得规模效益,提高运行可靠性和更有效地利用资源,通过双边或多边的协议规定电力交换和建立各种不同内容和形式的共同管理和协调机构,组成联合



美国电力系统分区间的联系图

ECAR—东部中区可靠性协调组织; ERCOT—得克萨斯州电力可靠性协会; MAAC—大西洋中区委员会; MAIN—中部美国互联电力系统; MAPP—中部大陆地区联合电力系统; NPCC—东北区电力协调委员会; SERC—东南区电力可靠性协会; SPP—西南联合电力系统; WSCC—西部系统协调委员会

全美电力系统 1990 年的装机容量为 685090 MW,发电容量的一次能源构成为:水电 10.5%,煤电 42.8%,油/气电 26.9%,核电 14.4%,其他能源 2.8%,非公用发电 2.6%。1989 年夏季最高负荷为 545537 MW,夏季容量裕度约为 21.8%,冬季为 31.6%。1990 年的供电量(包括线损和从外部购电)为 28865 亿 kW·h,发电容量的一次能源的构成为:水电 9.5%,煤电 53.8%,油/气电 12.7%,核电 19.8%,其他 0.5%,非公用发电 3.7%。

美国电力系统中最大的火力发电机容量:双轴为 1300 MW;单轴为 884 MW。最大的核电机组容量为

电力系统,美国的联邦政府也一直鼓励各电力系统加强互联和协调工作。

在1963年,开始建立非官方的自愿组成的北美电力系统互联委员会(NAPSIC),包括10个互联电力系统,由120个控制区组成,每个控制区应保持本区发电出力与负荷的平衡,并监视与相邻电力系统的交换功率。

1965年美国发生东北部大停电事故后,为了进一步协调各电力系统的规划和运行的安全性,于1968年成立了全美电力可靠性委员会(National Electric Reliability Council, NERC),下设九个协调区。在这以前成立的北美电力系统互联委员会于1980年并入NERC,成为其下属的一个运行委员会。其后,由于电力协调工作扩大到加拿大和墨西哥的一部分,全美电力可靠性委员会也改名为北美电力可靠性委员会(仍用NERC简称),使能更确切地反映其成员所属地域。在北美电力可靠性委员会下有九个大区可靠性协调会。按电力网联系的紧密程度,全美国可划分为7个大电力系统。

(1) 东北电力系统。包括东北区电力协调委员会(NPCC)的美国部分和大西洋中区委员会(MAAC)所属范围,其中有三个紧密联系的联合电力系统:新英格兰联合电力系统(NEPOOL)、纽约联合电力系统(NYPP)和宾州-新泽西-马里兰联合电力系统(PJM)。其供电范围覆盖美国东部6个州、华盛顿特区和弗吉尼亚州的一小部分。在北面与加拿大的魁北克水电系统相连。1990年,这个区的装机容量占全美容量的16.7%。发电容量构成为:核电21.6%,煤电22.7%,水电5.9%,油/气电41.2%,其他3.9%,非公用4.7%。两个协调区的输电电压采用不同系列,NPCC用230、345、765 kV,MAAC用230、500 kV,230 kV及以上输电线路总长度12857回路 km。

(2) 东南电力系统。在东南区电力可靠性协会(SERC)统一协调下,划分为4个分区系统,即田纳西流域管理局系统(TVA),南方电力系统(Southern),弗吉尼亚-卡罗来纳系统(VACAR)和佛罗里达系统(Florida)。1990年,全系统装机146076 MW,占全国总容量的21%。发电构成以煤电为主,占48.3%,核电19.9%,油/气电19.4%,水电7.7%,其他4.7%。

TVA系统是一个独立经营的国有电力企业,它向与田纳西州相邻的5个州部分地区的160多个市政和合作社营电力公司趸售约20000 MW电力。

本系统的输电电压统一为230 kV和500 kV,输电线路总长度为4287回路 km。

(3) 东中部系统。东部中区可靠性协调组织

(ECAR)包括美国东中部8个州的大部分区域,其中包括美国电力公司(AEP)和阿勒格尼电力系统(APS)、4个联合电力系统和5个不联网的私营电力系统。装机容量占全国总容量的14.2%,发电构成以煤电为主,约占80%,最大的火电机组为1300 MW。

AEP公司的765 kV输电线构成从弗吉尼亚州西南部到密执安州西北部和印第安纳州东南部的坚强网架,其下一级电压为345 kV。在系统东部的APS系统的最高输电线路电压为500 kV。

(4) 中部电力系统。包括中部美国互联电力系统(MAIN)和中部大陆地区联合电力系统(MAPP)所分属各电力企业,覆盖美国中部伊利诺伊等10个州的全部或部分地区。装机容量约占全国容量的12%,以烧煤的火电为主,约占58%以上,油/气电占13.2%,核电占22%,水电4.3%。本地区中MAIN协调区主要用345 kV输电电压,只在与外区的联络线采用少量500 kV和765 kV线路。MAPP协调区的东南部以345 kV电压为主,而在中南部和西南部则以230 kV和345 kV的混合电力网为主,在北部从西到东的联络线以230 kV为主,并以两条直流输电线路连接北塔科他州发电基地和明尼苏达州东部和威斯康辛州西部的负荷中心,北面还与加拿大的马尼托巴(Manitoba)省的电力系统相连。

(5) 西南部联合电力系统(SPP)。覆盖阿肯色等4个州的全部和密西西比等4个州的部分地区。在这个地区内的国营东南电力局(SPA)拥有21座水电厂,通过2632 km输电线和31座变电所向各大工业用户供电。本地区装机容量占全国总容量约10%,以烧油/气的火电为主,占46.0%,煤电次之,占40.0%,核电占8.7%,水电仅占3.8%。本地区大部分用345 kV输电电压,而在人口稀少的地区仍以230 kV为主要输电电压。230 kV及以上高压输电线路全长17765回路 km。

(6) 得克萨斯联合电力系统。包括得克萨斯州电力可靠性协会(ERCOT)所属范围。覆盖占得克萨斯州73%面积的中北部和南部区域。它是目前美国唯一不与东西两大联合电力系统相连的电力系统。发电装机容量约占全国总容量的7.8%,以烧油/气为主,约占60%,煤电约占26.2%,水电很少,核电占6.7%。高压输电电压为345 kV和138 kV,1989年输电线路全长11057回路 km。

(7) 西部电力系统。西部系统协调委员会(WSCC)除覆盖美国西部9个州外,还包括相邻5个州的西部地区,由于供电面积很大,在气候、负荷密度、能源资源等方面的差别很大,所以又分为4个分区进行协调即西北联合电力系统(NWPA)、落基山电

力系统 (RMPA)、亚利桑那-新墨西哥电力系统 (AZNMA) 和加利福尼亚-内华达电力系统 (CANVA)。本系统 1990 年装机容量占全国总容量 18.5%，其中水电占 33.1%，主要由西北部的哥伦比亚河流域的水电群向南部送电，油/气电占 24.4%，煤电 23.4%，核电 8.5%，其他 4.3%。西部电力系统的 230 kV，345 kV 和 500 kV 的交流输电线路总长 82840 回路 km，直流±500 kV 输电线路长 2144 回路 km。本区的北部与加拿大的不列颠哥伦比亚电力系统有很强的联系。

(许金涛)

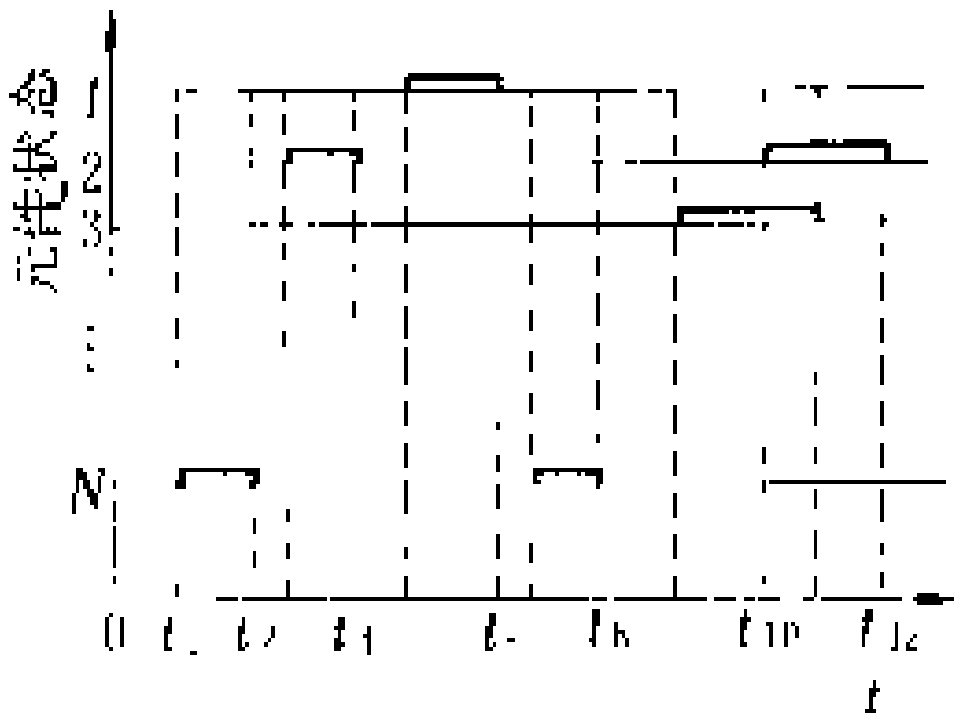
Mengte Koluo fa

**蒙特卡洛法** (Monte Carlo simulation method) 一种数学模拟方法。又称统计试验法或模拟法。利用这种方法分析电力系统可靠性时，在计算机上模拟构成系统的所有随机过程的各次实现。在模拟一段较长时间以后，就可根据这些实现统计计算出系统的可靠性指标。

**基本原理** 模拟随机过程的一次实现就需要产生一系列服从已知概率分布函数的随机抽样值。例如，为了模拟一个两状态元件在正常工作状态和故障停运状态之间随机转移过程的一次实现，就要根据故障间连续工作时间的概率分布函数及故障停运持续时间的概率分布函数分别产生一系列连续工作时间抽样值和故障停运时间抽样值。一般，在计算机上已有产生 (0, 1) 区间上的服从均匀分布随机数的程序，由此可产生一系列均匀分布随机数  $u_1, u_2, u_3, \dots$ 。利用这些随机数就可以产生服从任何其他概率分布的随机抽样值。例如，若需要产生一系列服从连续分布函数  $F_T(t)$  的随机抽样值  $t_1, t_2, t_3, \dots$ ，只要将上述服从均匀分布的随机数代入  $F_T(t)$  的反函数，即

$$t_i = F_T^{-1}(u_i), i = 1, 2, 3, \dots \tag{1}$$

对系统中所有元件都可这样模拟，于是得到了整个系统  $N$  个元件的状态随时间的变化过程，如图所示。综合各元件的状态变化过程可得出各种系统状态及其持续时间。如 (0,  $t_1$ )、( $t_2, t_3$ )、( $t_4, t_5$ )、( $t_6, t_7$ )、( $t_8, t_9$ ) 属于一种系统状态；( $t_1, t_2$ )、( $t_7, t_8$ ) 属于另一种系统状态；( $t_{10}, t_{11}$ ) 属于又一种系统状态等等。对每



含有  $N$  个二状态元件的系统的状态变化

个元件的状态随时间的变化过程，如图所示。综合各元件的状态变化过程可得出各种系统状态及其持续时间。如 (0,  $t_1$ )、( $t_2, t_3$ )、( $t_4, t_5$ )、( $t_6, t_7$ )、( $t_8, t_9$ ) 属于一种系统状态；( $t_1, t_2$ )、( $t_7, t_8$ ) 属于另一种系统状态；( $t_{10}, t_{11}$ ) 属于又一种系统状态等等。对每

一种系统状态要进行功能分析，估计系统能否完成预定的功能。若能够完成，该状态为系统完好状态，并作好记录；否则该状态为系统故障状态，记录下该状态的持续时间及若干反映故障后果严重性的特征量，如各负荷点的电力不足数值和电量不足数值。这种系统状态的功能分析与解析法中偶发事件、枚举法所用的方法相似。例如，在发输电合成系统可靠性评估时一般都要进行潮流分析计算。

在模拟了相当长的时段  $T$  以后，可以统计出系统的可靠性指标。例如，系统完好的概率为

$$A = \sum_{i \in G} \frac{t_i}{T} \times 100\% \tag{2}$$

式中  $i \in G$  为  $i$  属于系统完好状态集合； $t_i$  为它的持续时间。系统故障频率为

$$F_i = \frac{N_i}{T} \tag{3}$$

式中  $N_i$  为属于故障状态的系统状态个数； $F_i$  的单位是  $1/a$ 。在发输电合成系统可靠性估计中还可得到各负荷点的可靠性指标，如电力不足概率，电力不足频率，电力不足平均持续时间，年电力不足平均小时，年电量不足期望值等。当模拟时段  $T$  越长，上述指标的统计值越接近于真实值。

**方法特点** 本方法的主要优点为：①解析法往往要对原型作较大的简化才能构造出数学模型，而本方法的限制很少。例如，在发电系统可靠性估计中，解析法须假定机组间的故障和故障修理互相独立。实际工程中这些条件不一定满足，用蒙特卡洛法可以考虑这些实际情况，不受限制。②在解析法中，一般都假定连续工作时间和故障修理时间服从指数分布，但实际上故障修理时间不一定服从指数分布。解析法处理起来很困难，而蒙特卡洛法不受分布的限制。③解析法一般能得到的是概率值或期望值。蒙特卡洛法除此之外，还能得到状态持续时间的概率分布。④对于规模大的电力系统，蒙特卡洛法比解析法节省计算时间。因为在用蒙特卡洛法时，被计算的系统状态数约与元件数成正比。在用解析法时，被计算的系统状态数随元件数增长而按指数增长。因此，系统规模大到一定程度时，采用解析法将有困难。蒙特卡洛法的主要缺点是计算误差与  $\sqrt{\frac{D}{N}}$  成正比，其中  $D$  为常数； $N$  为试验次数。为了降低误差，将显著增加计算时间，这也使蒙特卡洛法的应用受到一定的限制。有机地把解析法和蒙特卡洛法结合起来，能提高计算精度，减少计算工作量并节约计算机内存。

参考书目

杨时百，戴景宸，孙启宏. 电力系统可靠性分析基

础及应用。北京：水利电力出版社，1986

郭永基编著。电力系统可靠性原理和应用 下册。  
北京：清华大学出版社，1986

(白同朔)

moni liang

**模拟量** (analogue value) 见电力系统调度信息。

moniping

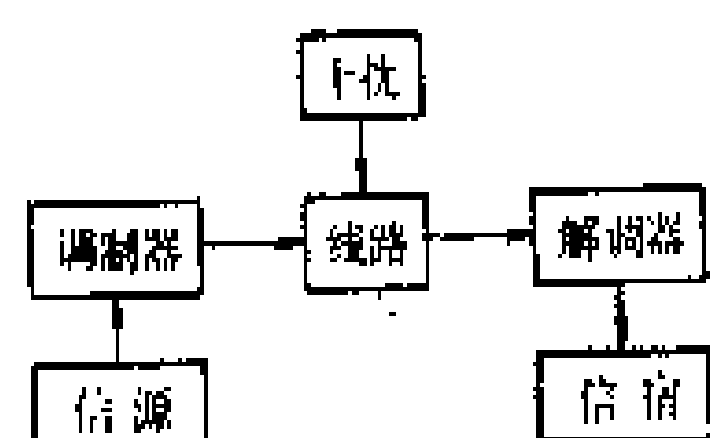
**模拟屏** (mimic board) 见调度自动化人机联系设备。

moni tongxin

**模拟通信** (analogue communication)

通过相应的设备，传输连续电信号的通信体制。若为非电信息时（如声、光等），则需将其输入变换器，使信息转变为连续的电信号，其振幅或频率的变化比例于被传输的非电信息。模拟通信系统的组成如图所示。

模拟通信方式的优点是技术较成熟，信号的变换、传输及交换均较简单，对通道传输带宽及通道特性要求较低。缺点是引入通道的噪声和信号混杂在一起不易消除，抗干扰性能较差。



模拟通信系统的组成

在模拟通信系统中最常用的调制方式有幅度调制（AM）、频率调制（FM）和脉冲调制（PM）。在多路通信系统中最常用的复用方式是频分多路复用（FDM）方式。

模拟通信方式是最为广泛使用的通信方式。随着技术的进步，设备的技术性能和固态化程度都有了很大提高。至今，模拟通信系统在经济、实用和带宽方面仍具有很大优势。

随着集成电路和计算机技术的广泛应用，近十多年来，数字通信系统得到了迅速发展。为适应数据通信的要求，在原有模拟通信制式的基础上研制了数模混合的制式。按照数字信号在基带频谱中的配置，该制式有话上数据（DAV）和话下数据（DUV）两种。

在同一个网内，当模拟及数字两种通信方式的设备并存时，为了传输及交换的需要，可以采用各种模数和数模变换器，以解决两种体制电路间的接口问题。

(张玉功)

moshu zhuanhuanqi yu shumo zhuanhuanqi

**模数转换器与数模转换器** (A/D converter and D/A converter) 见电力系统调度信息。

muxian chadong baohu

**母线差动保护** (busbar differential protection system) 以母线上各回出线电流相量和，或各回出线电流相位作为区分母线内、外部短路故障判据的母线故障专用继电保护，简称母差保护。它动作后跳开母线上所有带电源的出线断路器。主要有电流差动母线保护和电流相位比较差动母线保护两种方式。

**电流差动母线保护** 理想情况下，在正常运行或母线外部发生短路故障时，流入和流出母线的电流相等，即由各回出线流入母线总电流的相量和等于零；母线发生内部短路故障时，流入母线总电流等于各回出线流入母线故障点的故障电流之和。据此可以区分母线内、外部短路故障。按此工作原理实现的母线保护有：完全电流差动母线保护和不完全电流差动母线保护。

**完全电流差动母线保护** 按循环电流原理将母线上所有出线的二次电流都包括在差动保护差电流回路中的母线保护。它适用于各种电压等级的各种主接线方式的母线，应用最为普遍。这种保护方式要求母线所有出线装设变比和特性一致的电流互感器，如变比不等，则需增设满足要求的辅助变流器，以实现变比补偿。接在差回路中的保护起动元件或双母线保护选择元件的动作值必须大于母线外部短路故障时在保护差回路中可能产生的最大不平衡电流。有时为避免电流互感器二次回路断线引起的保护误动作，其动作值还要大于母线上最大负荷支路的负荷电流。保护灵敏度按母线内部发生短路故障时最小短路电流校验。当外部故障时，特别是在超高压电力网中，电流互感器的暂态误差将严重影响这种保护的安全性，对此，采用电压型（高阻型）差动母线保护较电流型（低阻型）差动母线保护可以获得较为优良的性能。

**不完全电流差动母线保护** 按循环电流原理只将母线上有电源的出线的二次电流包括在保护差电流回路中的母线保护。它适用于发电厂发电机电压母线和6~10 kV 降压变电所的母线，具有简单、经济等优点。一般由接在保护差电流回路中的无时限和定时限两段式过电流保护构成起动元件。当母线上的全部出线安装有限流电抗器的情况下，该保护可使用距离继电器，保护范围不超出电抗器。

**电流相位比较差动母线保护** 假定以流入母线的电流方向为正方向，理想情况下，在正常运行时，供



电电源侧出线流入母线的电流与由受电负荷侧流入母线的电流在相位上差 180°，在母线外部发生短路故障时，非故障的电源侧出线和有故障的电源侧出线流入母线的电流相位也差 180°；而当母线内部发生短路故障时，各电源侧出线流入母线的电流相位相同。据此，可用以区别母线内外部短路故障。按此原理实现的母线保护有：电流比相式母线保护和母联相位差动母线保护。

电流比相式母线保护 将同一母线上所有出线的二次电流，经电压形成回路变成电压以实现区内外短路故障判断的相位比较。由于只需比较电流相位，因此该保护对各回出线上装设的电流互感器变比、特性是否一致无特殊要求，并且具有灵敏度高特点。但其正确工作受某些特殊运行状况限制，如母线内部发生短路故障时，若母线上某一回出线有流出电流，则该保护可能拒绝动作。

母联相位差动母线保护 一种利用比较母线联络断路器(简称母联)电流与总差电流相位差来选择故障母线的电流比相式双母线保护。这种保护方式的原理缺陷是：当母线联络断路器断开或单母线运行时，选择元件失去作用。

不同母线接线方式的母线差动保护特点 为满足不同主接线方式母线对保护的要求，有单母线、1 1/2 断路器接线的母线、单母线分段、双母线、双母线分段及环形母线等母线差动保护。

(1) 单母线、1 1/2 断路器接线母线的母线差动保护。只需设故障起动元件，并直接实现跳闸。

(2) 单母线分段、双母线、双母线分段及环形母线的母线差动保护。除设有起动整组保护的故障起动元件外，还需设有与母线组、段数相对应的选择元件。两者协同工作，以实现选择性跳闸。

(3) 双母线、双母线分段及环形母线的母线差动保护按各出线是否与母线固定连接又分为固定连接式和非固定连接式两种。前者工作安全可靠，缺点是限制了系统运行调度的灵活性，且当固定连接方式破坏时，任一母线发生短路故障时，均同时将两组母线断开，失去对故障母线的选择性。后者需设计配置可靠

的切换回路，使母线差动保护的电流回路和直流跳闸逻辑回路随母线倒闸操作过程实行对应切换，满足系统运行调度的灵活性。具体的电流切换方式有：①利用各回线隔离开关辅助触点实现直接切换；②利用各出线隔离开关辅助触点起动辅助继电器实现间接切换。不管采用哪一种方式，都必须确保电流回路在切换过程中不断开。

参见彩图插页第 18 页 37 图。

(李振和)

muxian chonghezha

母线重合闸 (busbar auto-reclosing) 在单母线或双母线变电所，当一回母线因故障被切除而断电后，先重合接到该母线的一回电源线路的断路器，如果成功，再陆续重合其他断路器以恢复母线供电的一种重合闸方式。母线重合闸是线路重合闸应用的推广，用于系统中枢纽变电所。

运行统计说明，母线故障并不罕见，属于临时性故障的仍占一定比例。采用母线重合闸的电力系统运行经验，肯定了这种方式对快速恢复供电的积极作用。母线重合闸还可能防止因断路器失灵保护误动作而引起的大面积停电。

母线重合闸不适用于火力发电厂，因为不允许发电机在这种情况下出现非同步重合闸。

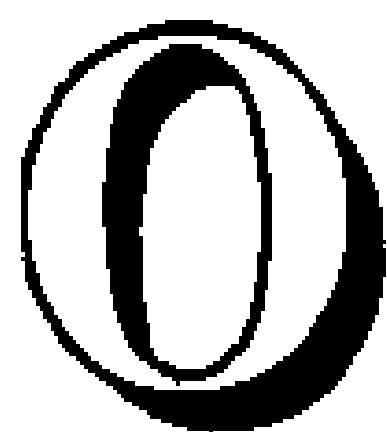
迄今，母线重合闸只见用于少数 220 kV 变电所。

(王梅义)



neiguodianya mori zhuangzhi

内过电压模拟装置 (switching surge simulator) 见暂态网络分析仪。



outa shijian meijufa

**偶发事件枚举法** (random event enumeration method) 一种评估发输电合成系统可靠性的方法,是解析法中主要的一种。它根据系统中所有元件处于完好状态和故障状态的概率、频率以及元件间的功能关系计算系统的可靠性指标。若系统有  $N$  个独立元件,每个元件有  $m$  个状态,那么系统状态总共有  $m^N$  种,计算量十分庞大。通常只计算那些概率大、对系统功能影响大的系统状态,求得系统可靠性指标的近似值。

**主要步骤** 包括选择偶发事件、分析偶发事件构成的系统状态、综合同类可靠性指标三个主要步骤。

**选择偶发事件** 主要选择故障概率大的偶发事件。首先选择单重故障事件,然后选择二重故障事件,如有必要再分析三重故障事件。

**分析偶发事件构成的系统状态** 为了区分元件故障对系统状态的影响,需要对系统作功能计算。为了检验发输电合成系统的充裕度,需进行潮流计算,为了检验安全性需进行稳定计算。如果在给定元件故障时系统能完成其预定功能,那么该系统状态就属于完好状

态,否则就属于系统的故障状态。发现系统故障状态后,往往还要对故障后果进行分析,计算相应的可靠性指标。例如,若在采取补救措施后仍然不能消除输、变电元件的过负荷,就要削减某些负荷点的负荷,从而估计故障的严重程度。这样可以计算出系统故障状态的概率、频率以及各负荷点的电力不足概率、频率、电量不足期望值等指标。

**综合同类可靠性指标** 将所有系统完好状态的概率相加可得系统完好状态概率的下限,由 1 减去此下限就是系统故障状态概率的上限;所有系统故障状态的概率累加就是系统故障状态概率的下限。综合其他反映系统故障后果严重程度指标便可相应地得到系统故障后果严重程度指标。

如果分析了所有系统状态,便得到系统故障概率精确值,但这是很难做到的。为节省时间,一般是分析概率较大且故障后果严重的系统状态。

**对方法的评价** 偶发事件枚举的主要优点是适应性强。只要系统中各元件间的功能关系可以计算,系统各状态的概率、频率可以计算,这个方法就能适用。目前发输电合成系统可靠性分析所用的解析法中主要使用这个方法。这个方法的主要缺点是计算量随元件数增加而急剧增加。计算精度与计算时间存在着尖锐的矛盾。有时宁愿采用比较快速的近似功能分析,以便分析较多的偶发事件,求得系统故障状态概率的近似解。

#### 参考书目

郭永基编著,电力系统可靠性原理和应用 下册,北京:清华大学出版社,1986

Billinton R. Power System Reliability Evaluation. Gordon and Breach, Science Publishers, 1984

(白同朔)

# P

Paikē fāngchéng

**派克方程** (Park's equation) 见同步电机数学模型。

peidiàn xìtǒng jī shèbèi de zhuàngtài

**配电系统及设备的状态** (state of distribution system and equipment) 配电系统和设备运行特性及功能的客观表现,是建立配电系统可靠性指标模型和评价的基础。

**配电系统的状态** 按对用户产生的影响,配电系统状态分成供电状态和停电状态两种。任何时候配电系统都必然处于其中的一种状态。供电状态,就是配电系统按计划对用户供电的状态;停电状态,就是配电系统不能对用户供电的状态。

**配电设备的状态** 对于单台的配电设备,可分为运行状态和停运状态。运行状态,就是配电设备处于与配电系统相连接、带电并可以带负荷的状态;停运状态,就是配电设备由于故障、缺陷或检修、维修、试验,与配电系统断开而不带电的状态。

**设备的运行状态**,一般与系统的供电状态一致;而设备的停运状态,则存在着对用户停电和不停电两种情况。

**状态与供电可靠性** 配电系统供电可靠性的指标,主要取决于配电系统的状态。但是为了考察配电系统内各种设备的特性及功能,及其对配电系统供电能力的影响,还必须考虑配电设备的状态。

## 参考书目

山田重知,配電系統の供給信頼度評価方法,東京:  
OHM 電気雑誌,1974

(陈文高)

peidiàn xìtǒng kěkāoxìng

**配电系统可靠性** (distribution system reliability) 评估从供电点到用户,包括配电变电所、高低压配电线路及接户线在内的整个配电系统及其设备按可接受标准及期望数量满足用户电力及电量需求

的能力的度量。

**研究目的** ①收集配电系统和配电设备运行方面的可靠性资料,为建立明确的供电标准提供数据和指标;②为编制配电系统运行方式,配电设备维护检修计划提供可靠的数据和资料;③为配电系统设计和规划提供必要的可靠性数据;④制定统一的、明确的供电可靠性标准和准则;⑤为提高配电系统对用户的连续供电能力提供最佳可靠性的决策依据。

据统计,用户停电事件中约 80% 是由配电系统引起的,对用户供电可靠率的影响也最大。因此,有必要通过分析配电系统和设备的状态,建立适当的指标和标准,并通过统计、分析、预测评估及定量计算所采取的各种增强性措施的效益,以保证把有限的资金用来最大可能地增强其可靠性。

**研究内容** 包括建立可靠性指标,统计分析方法,预测评估方法等三部分。

自 20 世纪 60 年代以来许多国家都先后对配电系统可靠性进行了专门的研究并已将一些成果用于实际生产工作。目前各国对建立可靠性指标,统计分析方法和预测评估方法各有不同。

**建立可靠性指标** 就统计分析指标而言,英国有 24 个,加拿大有 8 个,法国有 2 个,日本有全国统一性的指标 2 个。此外,各地区还有不同的指标,美国则由各电力公司分别建立了各自不同的指标,而中国也于 1985 年结合生产的需要,建立了 23 个指标(见配电系统可靠性指标)。

**统计分析方法** 英国电力委员会制定了国家事故和停电报告制度、国家设备缺陷报表、供电安全导则及供电安全导则应用方法报告等文件,并以国家事故和停电报告制度为基础进行配电系统及其设备的统计分析;加拿大制定了配电系统可靠性工程指南,对配电系统及其设备可靠性的统计分析方法及用户供电连续性允许水平作了明确的规定;其他国家,如法国、日本等均各自对统计分析方法作了相应规定。

**预测评估方法** 方法很多,其中最基本的方法有:以元件组合关系为基础的故障模式后果分析法和以裕度为基础的可靠性预测分析法。此外,还有状态空间图法、网络简化法等(见配电系统可靠性评估方法)。

## 参考书目

配電専門委員會,系統運用,信頼度かうみた配電設備の最適形成手法に関する研究,電気學會技術報告(Ⅰ部),1975

(陈文高)

peidiàn xìtǒng kěkāoxìng pínggū fāngfǎ

**配电系统可靠性评估方法** (evaluation tech-

niques of distribution system reliability) 在给定可靠性准则条件下定量分析计算配电系统可靠性的方法。配电系统可靠性研究,始于 20 世纪 60 年代。1964~1965 年,有关配电系统可靠性的定量评估开始取得重大进展,提出了计算停运率和停运持续时间的近似方法。以后又不断提高和发展。目前,有关配电系统可靠性的评估方法很多,其中使用较为广泛,并已经实践证明比较切合实际,能够反映配电系统结构和运行特性的是以元件组合关系为基础的故障模式后果分析法。此外,日本以裕度概念为基础的系统可靠度预测分析法,也是一种行之有效的方法。

**故障模式后果分析法** 利用元件可靠性数据计算系统故障指标之前,先选定某些合适的故障判据,即可靠性准则,然后根据判据,将系统状态划分为完好和故障两大类的一种检验方法。它是用于分析配电系统可靠性的基本方法。其具体作法是:建立故障模式后果表,查清每一个基本故障事件及其后果,然后加以综合分析。它不仅适用于简单的放射状网络,而且可扩展用于有转移设备的复杂网络的全面分析。

**简单放射状网络的可靠性评估** 放射状网络是配电系统中最典型的网络,如图 1 所示。从可靠性意义上说,所有元件是串联的。假定图 1 中全部隔离开关在正常状态下均为闭合。控制干线的断路器完全可靠。当系统中某一部分发生故障后,可通过操作隔离开关,断开故障部分,使系统恢复供电,其可靠性指标可应用故障模式后果分析法进行评估。

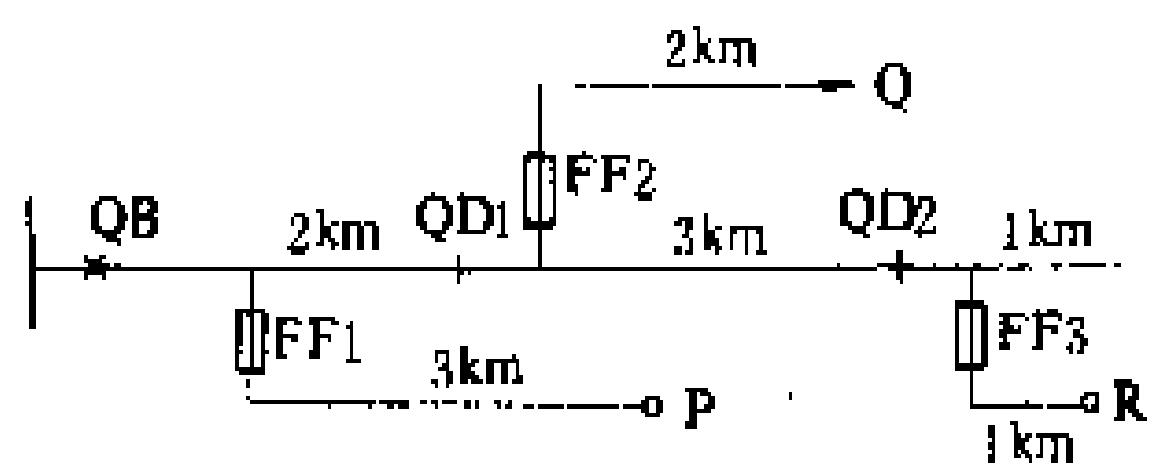


图 1 放射状配电系统

QB—配电干线断路器; FF—熔断器; QD—隔离开关;  
P, Q, R—负荷点

评估计算表明,有备用电源、手动分段的系统(图 2),当手动操作备用电源投入时,负荷点故障率不会因

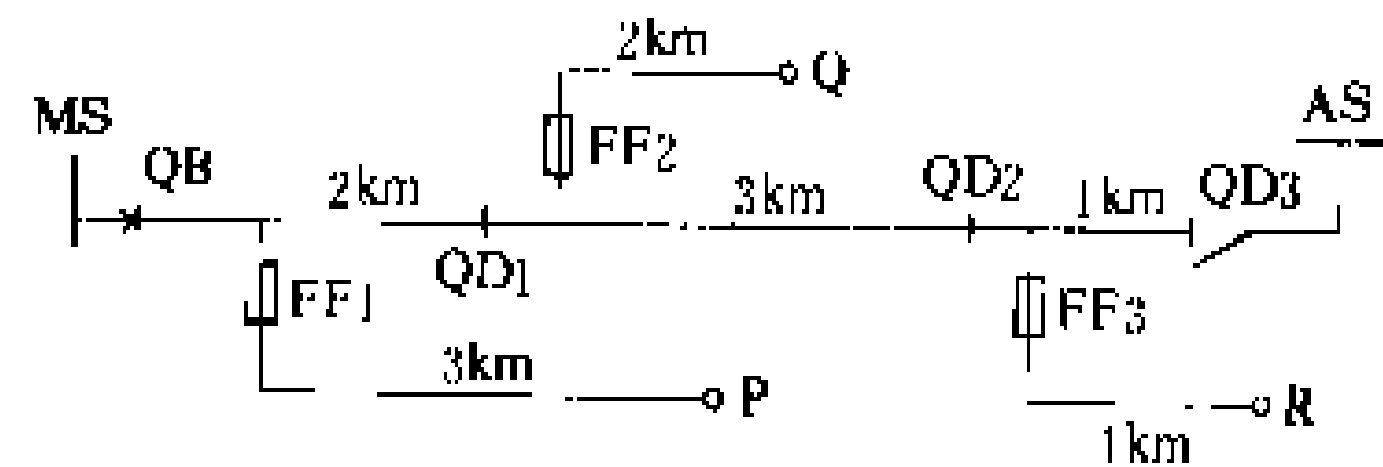


图 2 有备用电源、手动分段的配电系统

QB—配电干线断路器; FF—熔断器; QD—隔离开关;  
P, Q, R—负荷点

接入备用电源而变化。但如采用备用电源自动投入时,

则负荷点故障率取决于分支线的故障率。主配电系统发生故障后,负荷将转移到备用电源上。负荷转移概率越高,用户的供电可靠性越高。

**复杂网络的可靠性评估** 复杂网络,一般指装有或未装有负荷转移设备的并联和网形系统。其特点是:各馈线均有负荷点;馈线通过正常断开点彼此相连,或与其他电源相连;负荷可以转移;故障将会引起局部或全部断电。因此,其可靠性分析有 4 种情况:①无负荷转移的全部负荷断电;②无负荷转移的局部停电;③部分负荷转移的停电;④全部负荷可转移到别的电源等。扩展后的故障模式后果分析法都适用于这 4 种情况。

**故障模式后果分析法的扩展**,是把故障模式直接与系统的最小割集相关联,并用后者来鉴别,从而获得很多其他方法不易获得的重要信息,是适用于大型系统较好的方法。其鉴别的系统停运故障模式,必须是元件重叠停运。因此,事件定义为重叠停运,相应的停运时间定义为重叠停运时间,元件的故障定义为强迫停运。每一件重叠停运实际上是一组并联元件的停运,其影响可用并联元件的方程式来评估。系统停运重叠模式一般考虑:①二元件持续强迫停运重叠;②元件持续强迫停运与维修停运重叠;③元件临时强迫停运与持续强迫停运重叠;④元件临时强迫停运与维修停运重叠等情况。此外,许多国家在制定配电系统可靠性计算准则时,还考虑了气象变化的影响。把天气分为正常天气和坏天气来计算故障率。

**可靠度预测分析法** 这是一种以裕度为基础的方法。配电系统的典型结构,是以通过分段开关,把干线系统分割为适当数量的区段,然后再利用联络线路(联络开关)把各个区段与相邻的馈电线路联系起来,当馈电线路发生故障时,所有的完好区段均可通过联络线路(联络开关)切换到相邻馈电电路上去,这就是多分割多联络方式。这种方式的区段分割状况及模型系统如图 3 及图 4 所示。

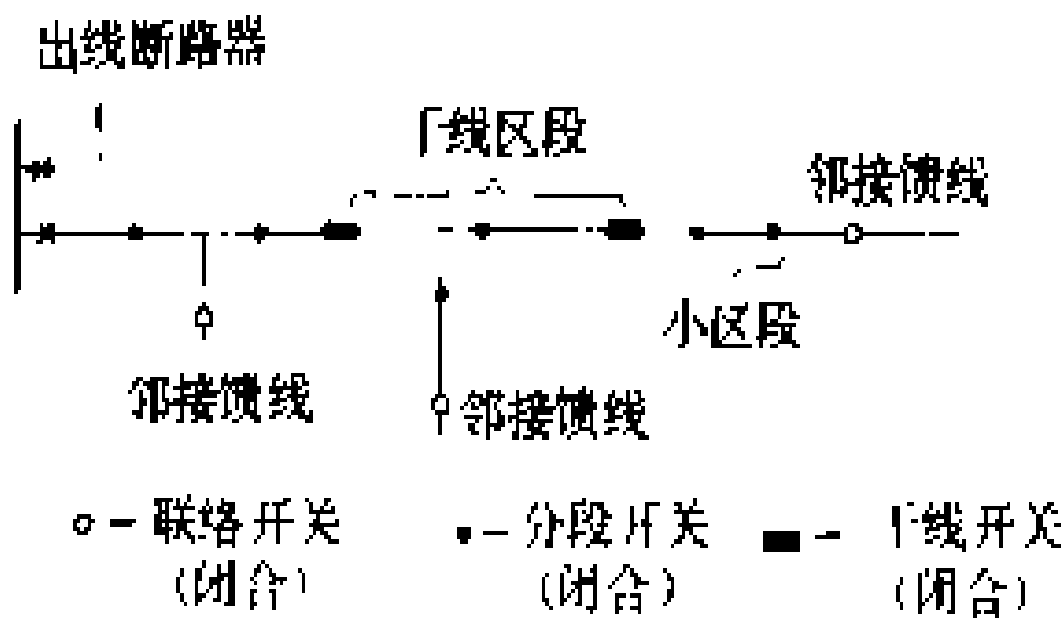


图 3 多分割多联络配电线路区段分割状况示意图

同时,为了反映各区段与相邻馈线的联络状况以及在邻接馈线发生故障时分担区段负荷的切换余力,而分别引入了联络系数(连系率)  $\alpha$  和有效运转率(有效稼动率)  $\eta$  的概念。它们的定义是:



联络系数  $\alpha = \frac{\text{由于与邻接馈线间的联络而在发生故障时可以切换的负荷侧完好区段数}}{\text{发生故障时被分段开关切除后的电源侧完好区段数}}$

有效运转率  $\eta = \frac{\text{馈线正常负荷电流} + \text{联络的干线区段最大负荷电流}}{\text{短时间容许电流}} \times 100\%$

联络系数  $\alpha$ ，表示馈线各区段联络程度的系数（当  $\alpha=1$  时，表示该馈线为可以切换），是显示故障时线路倒送能力的指标；有效运转率  $\eta$ ，以 100% 为临界，是馈线发生故障时所有各区段是否都可以切换的判据，是显示负荷有效切换能力的指标。当  $\eta$  在 100% 以下时，即表示有裕度。但是，对于以一个地区或一个营业所规模为单位的 高压系统来说，如果出现有效运转率  $\eta \leq 100\%$  的馈线，则该地区高压系统内就是具有裕度的系统。因此，为了判断该地区高压系统裕度的大小，还引入了适当馈线率  $q$  的概念。

有效运转率  $\eta$  在 100% 以下的馈电线路数

$q = \frac{\text{总馈电线路数}}{\text{总馈电线路数}} \times 100\%$

即有裕度的馈电线路数与总馈电线路数之比，是显示地区配电系统充裕度的指标。

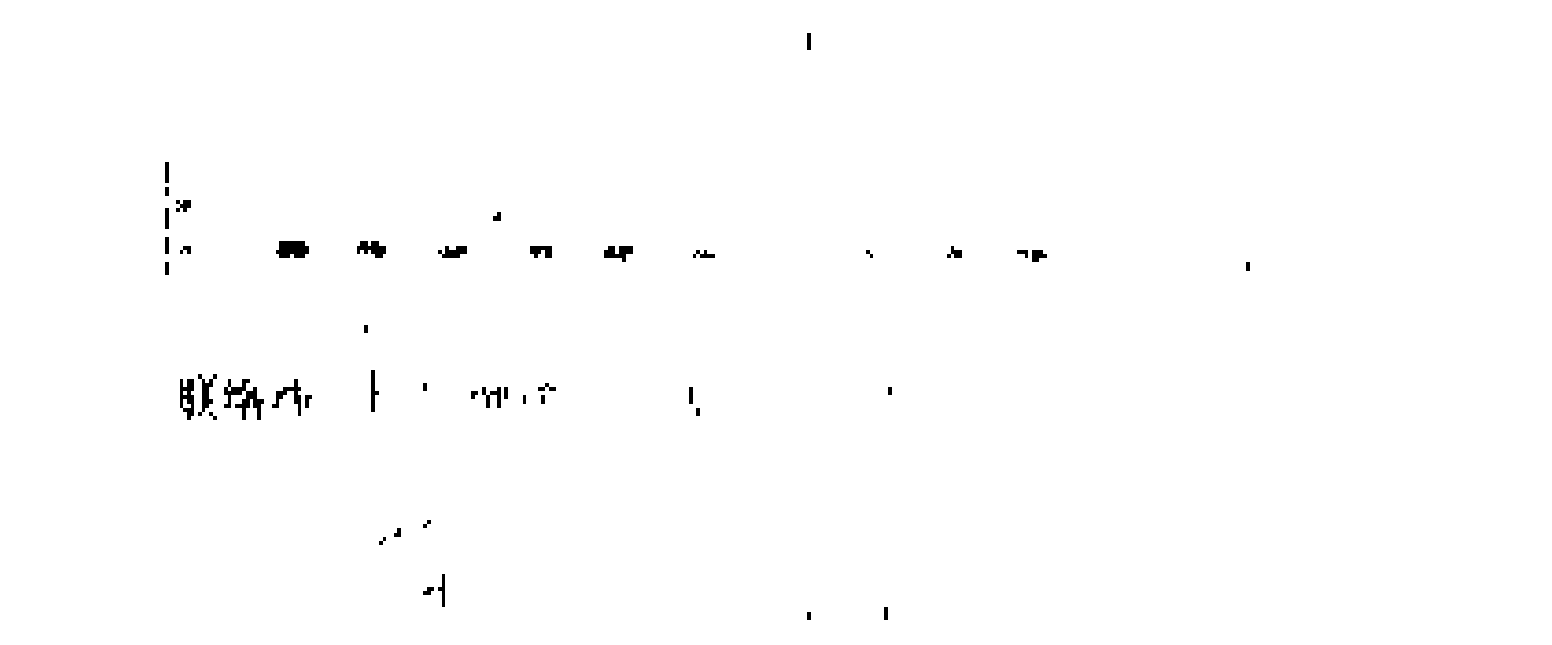


图 4 模型配电线路系统示意图

据此，可应用通常计算可靠性的基本公式，即

用户平均停电次数 =  $\frac{\Sigma(\text{停电用户数})}{\text{总用户数}}$

用户平均停电时间 =  $\frac{\Sigma(\text{停电用户数} \times \text{停电时间})}{\text{总用户数}}$

推导出在不同系统运行方式下，以馈线为单位和以地区为单位的可靠度计算公式（见配电系统可靠性指标），作为配电系统可靠性预测评估的依据。

此种预测评估方法，通常适用于所有配电系统，即使是地区性的、大规模的，甚至在一个地区内混杂着各种不同电压等级及形式的配电系统均可适用。

**其他的可靠性预测评估方法** 配电系统可靠性的预测评估方法，除故障模式后果分析法和可靠度预测分析法外，还有：①以状态空间图为基础的评估法。此法较准确，但对大型网络，因状态空间图结构繁复，故很不实用；②以计算故障率、停运持续时间和年停运时间的方程组为基础的近似法。它可连同高阶重叠事件的类似方程加以应用，或连同最小割集法一起使用；③

网络简化法。它可通过逐步组合串并联元件而得出系列等值元件，然后应用故障模式后果分析法的主要指标计算公式，计算出可靠性指标。它不能用于非简单的元件串并联系统；当把临界的或不可靠的区域和元件吸收到等值元件中时，结果是随简化次数的增加而越来越难以鉴别。

参考书目

Billinton R. Reliability Evaluation of Power System. 1984  
郭永基编著. 电力系统可靠性原理和应用 下册. 北京：清华大学出版社，1986

（陈文高）

peidian xitong kekaoxing zhibiao  
**配电系统可靠性指标** (reliability indices of distribution system) 用来定量估计配电系统可靠性的尺度。

配电系统可靠性统计指标与预测指标的关系 配电系统可靠性包括两个基本方面，即量度过去的性能和预测未来的行为。也就是，一方面，对现有运行配电系统进行历史的可靠性的统计、分析及评价；另一方面，为了设计、规划和建立新的系统，或者扩大、改造和发展现有系统的供电能力而进行预测评估。二者彼此密切相关。统计分析是预测评估的基础。只有了解现有配电系统可靠性的特性数据，才能进行配电系统可靠性的预测评估。反之，可靠性的预测评估则是统计分析的补充。只有通过预测评估，进行设计、规划和改造，才能从根本上改善配电系统的可靠性。因此，二者的指标也是紧密联系、密切相关的。但是，由于二者所研究的对象和方法不同，考虑的因素和所建立的指标也不尽相同。

建立配电系统可靠性指标考虑的因素 一般在建立统计分析指标时考虑的主要因素有：①可靠性统计评价的目的；②配电系统和设备的状态，以及对用户的影响；③系统停电和设备停运的性质；④系统停电及设备停运的持续时间；⑤配电系统的重要性；⑥配电系统的结构特点等。在建立预测评估指标时，除了考虑上述诸因素外，还必须根据评估方法的不同，着重考虑系统和设备的性能，系统的结构特点、传输能力、电量的充裕度，以及气候环境等因素对系统和用户的影响。

配电系统可靠性指标应具有的特点 ①可以从系统运行的历史数据中计算出来；②可以应用系统可靠

性计算技术从元件数据中计算出来。

国内外常用配电系统可靠性指标 目前,各国对配电系统可靠性所建立的指标很多。现将几个国家的配电系统可靠性统计指标及主要指标计算公式列于表

1.中国配电系统可靠性指标及计算公式列于表2。配电系统故障模式后果分析法主要指标及计算公式列于表3。配电系统可靠性预测分析法的主要指标及计算公式列于表4。

表1 几个国家的配电系统可靠性统计指标及主要指标计算公式

国名及电力公司名		指 标	主 要 指 标 计 算 公 式	单 位
加拿大	魁北克电力公司	按变压器额定容量计算: 1. 平均停电次数 2. 平均停电时间		
美国	南方公司	1. 停运总次数 2. 每百英里停运次数 3. 停电用户数 4. 每月停电的用户百分数		
	海湾电力公司	5. 停电总时间 (min) 6. 平均停电时间 (min) 7. 可用率		
	杜克公司	用户停电时间 (按部件计)		
加拿大		1. 系统平均停电频率指标	$\frac{\text{用户总停电次数}}{\text{总用户数}}$	次/(用户·a)
		2. 用户平均停电频率指标	$\frac{\text{用户总停电次数}}{\text{受停电影响的总用户数}}$	次/(停电用户·a)
		3. 系统平均停电持续时间指标	$\frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{总用户数}}$	min/(用户·a)
		4. 用户平均停电持续时间指标	$\frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户总停电次数}}$	min/(停电用户·a)
		5. 平均供电可用率指标	$\frac{\text{用户停电总小时数}}{\text{用户要求供电总小时数}}$	
		6. 平均供电不可用率指标	$1 - \frac{\text{用户不能供电小时数}}{\text{用户要求供电总小时数}}$	
		7. 平均负荷停电指标	$\frac{\text{总停电负荷}}{\text{连接的总负荷}}$	
		8. 平均系统缺电指标	$\frac{\text{总的电量不足}}{\text{总用户数}}$	
		9. 平均用户缺电指标	$\frac{\text{总的电量不足}}{\text{受停电影响的总用户数}}$	
英国		年度统计指标:		
		1. 用户停电次数		次
		2. 用户平均停电次数		次/户
		3. 用户停电损失小时数		h
		4. 每个用户停电损失分钟数		min/户
		5. 系统可靠率指标	每100 km 故障次数	次/100 km
		6. 用户平均停电持续时间		min/次
		7. 故障平均报告时间		
		8. 故障平均最早恢复供电时间		

续表

国名及电力公司名		可靠性指标	主要指标计算公式	单位
英国		9. 故障平均最迟恢复供电时间 10. 预安排用户停电次数 11. 预安排用户停电小时数 趋向性指标: 1. 用户停电次数 2. 用户停电小时数 3. 用户平均停电分钟数 4. 供电可用率 5. 用户平均预安排停电分钟数 6. 用户平均故障停电分钟数 7. 用户平均停电持续时间 8. 安全目标 9. 系统总故障率 10. 架空线路故障率 11. 断路器故障率 12. 变压器故障率 13. 开关熔断器故障率	$\frac{\text{每 100 km 故障次数}}{\text{每 100 个用户的停电次数}}$	
日本	全国性指标	1. 用户年平均停电次数 2. 用户年平均停电时间	$\frac{\Sigma(\text{停电用户数})}{\text{总用户数}}$ $\frac{\Sigma(\text{停电用户数} \times \text{停电时间})}{\text{总用户数}}$	次/(户·a) min/(户·a)
	东北	单一故障引起的供电故障功率		
	四国	单一故障或作业引起的供电故障功率		
	关西	一年内最多停电次数及每一次停电的最长时间		
法国		停电时间	$\frac{\text{中压系统停电时间}}{\text{中压用户总登记容量}} = \frac{\Sigma(\text{停电中压用户登记容量} \times \text{停电时间})}{\text{中压用户总登记容量}}$ $\frac{\text{低压系统停电时间}}{\text{低压总用户数}} = \frac{\Sigma(\text{停电的低压用户数} \times \text{停电时间})}{\text{低压总用户数}}$	min/kW min/户

配电系统可靠性指标的分类 配电系统可靠性指标,往往根据考虑的侧重点、作用、性质或者度量的方式不同而分类。

(1) 按配电系统的供电可靠性和系统可靠性要求分类。也就是按配电系统对用户的连续供电能力和供电部门为了满足用户的供电可靠性,配电系统应具备的条件来分类。其中系统可靠性指标,又包括系统综合性能可靠性指标和系统设备性能可靠性指标两部分。系统设备性能指标是系统综合性能指标的基础。而配电系统的供电可靠性和系统可靠性,实际上是一个问题的两个方面,二者缺一不可。在实际处理中也是紧密

联系和统一的。

(2) 按指标的性质分类。一般可分为:①供电服务质量指标;②故障停电指标;③预安排停电指标;④外部影响停电指标;⑤设备性能指标等。

(3) 按指标的统计期间和作用分类。可分为年度指标和趋向性指标。

(4) 按量度的方式不同分类。可分为最大值指标和平均值指标。采用此种分类方式进行可靠性管理,通常分别称为最大值管理和平均值管理。

(5) 按指标反映的系统特性分类。分为充裕度指标和安全性指标。目前采用的配电系统可靠性指标,

表 2 中国配电系统可靠性指标及计算公式

类 别	指 标	定 义	计 算 公 式	单 位
供 电 服 务 质 量 指 标	供电可靠率	一年中对用户有效供电时间总小时数与统计期间时间的比	$\text{供电可靠率} = \left( 1 - \frac{\text{用户平均停电时间}}{\text{统计期间时间}} \right) \times 100\%$	(%)
	用户平均停电时间	一年中每一用户的平均停电时间	$\text{用户平均停电时间} = \frac{\sum (\text{停电持续时间} \times \text{停电用户数})}{\text{总用户数}}$	h/户
	用户平均停电次数	一年中每一用户的平均停电次数	$\text{用户平均停电次数} = \frac{\sum (\text{每次停电用户数})}{\text{总用户数}}$	次/户
	用户平均停电损失电量	一年中平均每一用户因停电损失的电量	$\text{用户平均停电损失电量} = \frac{\sum (\text{每次停电损失电量})}{\text{总用户数}}$	kW·h/户
	平均停电用户数	一年中平均每次停电的用户数	$\text{平均停电用户数} = \frac{\sum (\text{每次停电用户数})}{\text{停电次数}}$	户/次
故 障 停 电 指 标	用户平均故障停电次数	一年中每一用户的平均故障停电次数	$\text{用户平均故障停电次数} = \frac{\sum (\text{每次故障停电用户数})}{\text{总用户数}}$	次/户
	用户平均故障停电时间	一年中每一用户的平均故障停电时间	$\text{用户平均故障停电时间} = \frac{\sum (\text{故障停电时间} \times \text{故障停电用户数})}{\text{总用户数}}$	h/户
	故障平均停电时间	一年中平均每次故障停电的时间	$\text{故障平均停电时间} = \frac{\sum (\text{故障停电时间})}{\text{故障停电次数}}$	h/次
	故障平均停电用户数	一年中平均每次故障停电的用户数	$\text{故障平均停电用户数} = \frac{\sum (\text{每次故障停电用户数})}{\text{故障停电次数}}$	户/次
	故障平均停电损失电量	一年中平均每次故障停电损失的电量	$\text{故障平均停电损失电量} = \frac{\sum (\text{每次故障停电损失电量})}{\text{故障停电次数}}$	kW·h/次
	系统故障停电率	一年中配电系统每百公里线路(包括架空线路及电缆)故障停电次数	$\text{系统故障停电率} = \frac{\text{系统总故障停电次数}}{\text{系统总长度 (km)}} \times 100$	次/(100 km·a)
	架空线路故障率	一年中每 100km 架空线路故障次数	$\text{架空线路故障率} = \frac{\text{架空线路故障次数}}{\text{架空线路累计长度 (km)}} \times 100$	次/(100 km·a)
	电缆线路故障率	一年中每 100 km 电缆线路故障次数	$\text{电缆线路故障率} = \frac{\text{电缆线路故障次数}}{\text{电缆线路累计长度 (km)}} \times 100$	次/(100 km·a)
	配电变压器故障率	一年中每 100 台配电变压器故障次数	$\text{配电变压器故障率} = \frac{\text{配电变压器故障次数}}{\text{配电变压器总台数}} \times 100$	次/(100 台·a)
	断路器(带间接保护的)故障率	一年中每 100 台断路器故障次数	$\text{断路器故障率} = \frac{\text{断路器故障次数}}{\text{断路器总台数}} \times 100$	次/(100 台·a)

续表

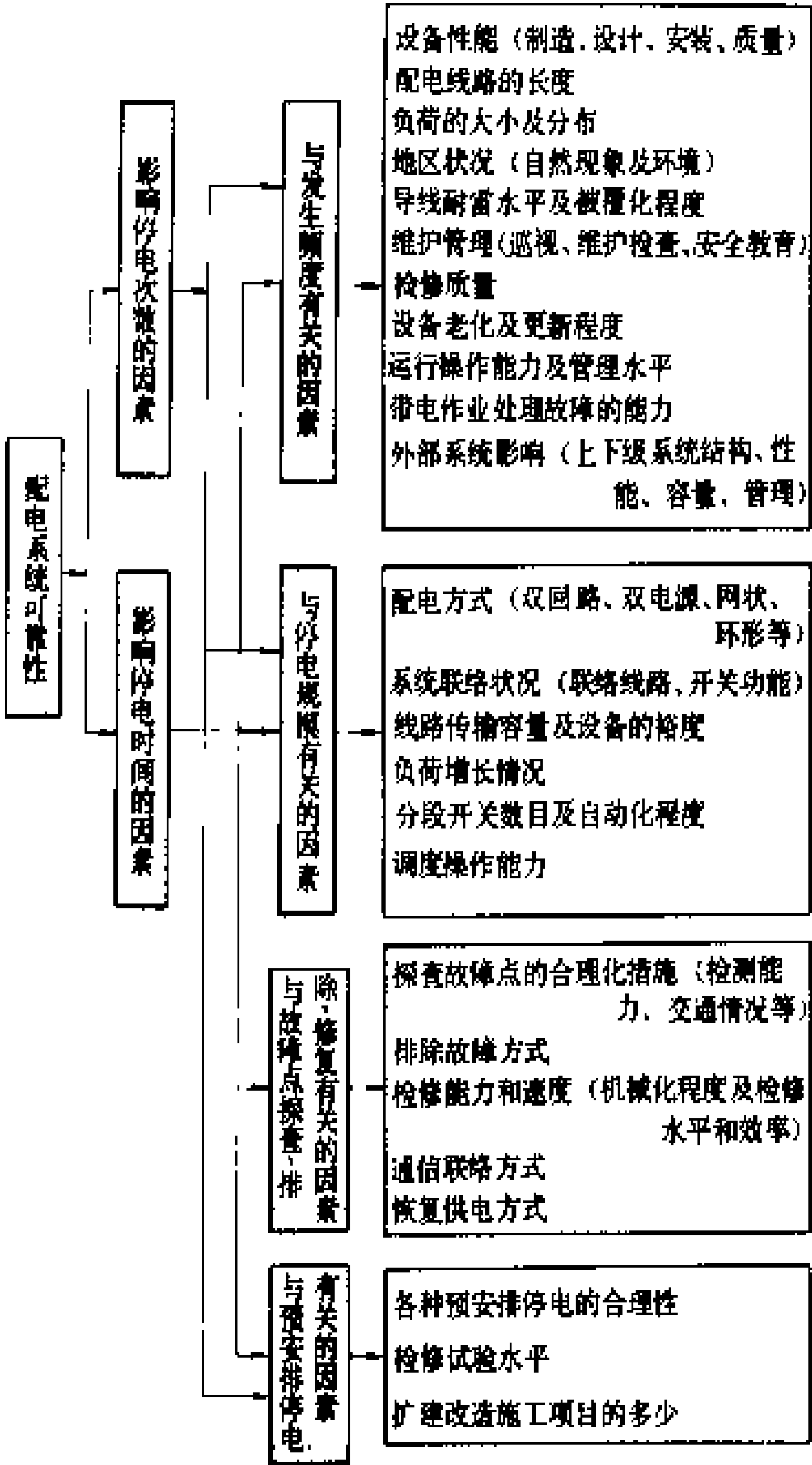
类别	指 标	定 义	计 算 公 式	单 位
预安排停电指标	用户平均预安排停电次数	一年中每一用户的平均预安排停电次数	用户平均预安排停电次数 = $\frac{\sum (\text{每次预安排停电用户数})}{\text{总用户数}}$	次/户
	用户平均预安排停电时间	一年中每一用户的平均预安排停电时间	用户平均预安排停电时间 = $\frac{\sum (\text{预安排停电时间} \times \text{预安排停电用户数})}{\text{总用户数}}$	h/户
	预安排平均停电时间	一年中平均每次预安排停电的停电时间	预安排平均停电时间 = $\frac{\sum (\text{预安排停电时间})}{\text{预安排停电次数}}$	h/次
	预安排平均停电户数	一年中平均每次预安排停电的停电用户数	预安排平均停电户数 = $\frac{\sum (\text{预安排停电户数})}{\text{预安排停电次数}}$	户/次
	预安排平均停电损失电量	一年中平均每次预安排停电损失的电量	预安排平均停电损失电量 = $\frac{\sum (\text{预安排停电损失电量})}{\text{预安排停电次数}}$	kW·h/次
外部影响停电指标	外部影响停电率	一年中每一用户因配电系统外部原因造成的平均停电时间与所有用户平均停电时间之比	外部影响停电率 = $\frac{\text{系统外部造成用户平均停电时间}}{\text{用户平均停电时间}} \times 100\%$	%
设备性能指标	设备停运率①	一年中某类设备平均停运次数	设备停运率 = $\frac{\text{设备停运总次数}}{\text{设备台数 (或线路公里数)}} \times 100$	次/100台 或 次/100km
	设备停运持续时间①	一年中某类设备平均每次停运的持续时间	设备停运持续时间 = $\frac{\sum (\text{某类设备每次停运时间})}{\text{某类设备停运次数}}$	h/次

① 此二指标适用于配电系统内各种设备，如变压器、断路器、架空线路、电缆线路等，每种设备均可分别建立不同的指标。

表 3 配电系统故障模式后果分析法主要指标及计算公式

统、一定的设备来说，亦主要由停电次数和停电时间来决定，其影响因素及相互关系如图所示。

主要指标	计 算 公 式		单位
	n 个串联可修复元件	两个并联可修复元件	
负荷点故障率 λ	$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i$	$\lambda = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$	次/a
负荷点每次故障平均停电持续时间 r	$r = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}$	$r = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$	h/次
负荷点的年平均停电时间 U	$U = \lambda r$	$U = \lambda r$	h/a



影响配电系统可靠性的因素图

大都属于充裕度指标。

指标的作用及影响因素 配电系统可靠性指标，是反映配电系统从研究、设计、规划、制造、安装，直到运行管理全过程的综合性能指标。虽然各个指标建立的出发点不同，侧重点也各有差异，但是最终和最根本的作用在于通过统计分析、预测评估，并采取相应的措施，以达到：①防止故障于未然；②一旦发生故障，尽量缩小停电范围；③使系统迅速消除故障，恢复到原来的完好状态。

配电系统可靠性指标虽然很多，但是归纳起来，基本上是以停电次数、停电时间和停电损失电量等 3 个因素为基础建立起来的。停电损失电量，对于一定的系

表 4 配电系统可靠度预测分析法的主要指标及计算公式

预测范围	系统方式	每一用户的停电次数	每一用户的停电时间
以馈线为单位	放射状一般方式 (手动式系统)	$N_F(1)=n_fL$	$T_F(1)=\frac{n_fL}{2Z}[(Z-1)t_0+(Z+1)t_2+(Z-1)(t_1-t_2)\alpha]$
	放射状时限式 (顺送自动式系统)	$N_F(2)=\frac{Z+1}{2Z}n_fL$	$T_F(2)=\frac{n_fL}{2Z}\{(Z-1)\alpha t_1+[(Z+1)-(Z-1)\alpha]t_2\}(t_0=0)$
	放射状全自动式 (顺送、倒送、全自动式系统)	$N_F(3)=\frac{n_fL}{2Z}\times[(Z+1)-(Z-1)\alpha]$	$T_F(3)=\frac{n_fL}{2Z}[(Z+1)-(Z-1)\alpha]t_2$ ( $t_0=t_1=0$ )
以地区为单位	树枝状一般方式 (手动式系统)	$N(1)=n_fL$	$T(1)=\frac{n_fL}{2Z}\{(Z-1)t_0+(Z+1)t_2+(Z-1)(t_1-t_2)[1-(1-q)\beta]\}$
	树枝状时限式 (顺送自动式系统)	$N(2)=\frac{Z+1}{2Z}n_fL$	$T(2)=\frac{n_fL}{2Z}\{(Z-1)[1-(1-q)\beta]t_1+[2+(Z-1)(1-q)\beta]t_2\}(t_0=0)$
	树枝状全自动式 (顺送、倒送自动式系统)	$N(3)=\frac{n_fL}{2Z}\{(Z+1)-(Z-1)[1-(1-q)\beta]\}$	$T(3)=\frac{n_fL}{2Z}[2+(Z-1)(1-q)\beta]t_2$ ( $t_0=t_1=0$ )

注： $n_f$ —高压线路故障率 [件/ (km·a)]； $L$ —高压线路总长度 (km)； $Z$ —被分段开关分割的区段数； $\alpha$ —联络系数； $t_0$ —由电源侧向由故障发生区段开始的电源侧完好区段送电所需要的时间 (min)； $t_1$ —由邻接馈线向故障发生区段开始的负荷侧完好区段倒送电所需要的时间 (min)； $t_2$ —修复故障发生区段故障点所需的时间 (min)； $q$ —适当馈线率； $\beta=K_0/(K_0+1)/Z(Z-1)$ ； $K_0$ —不适当馈线平均不能切换的区段数； $N_F$ 和  $T_F$ —分别为以馈线为单位的每一用户年平均停电次数和时间； $N$ 和  $T$ —分别为以地区为单位的每一用户年平均停电次数和时间。

参考书目  
配電専門委員會，系統運用，信頼度かうみた配電設備の最適形成手法に関する研究，電気學會技術報告 (I 部)，1975

(陈文高)

间的时限顺序送电装置，加快了查找馈电线发生故障的地点。60 年代在英国用音频控制装置直接控制用户的电热器。70 年代初期开关远程监控装置投入应用，自动电量测量装置投入试运行。70 年代后期配电自动化以计算机为基础，逐步发展，采用分布式计算机网络技术，与电力系统中其他控制系统连接起来，共享硬、软件和数据资源。近期又有复费率电能表和电卡磁卡电能表问世。

功能 配电自动化的功能有多种。具体的配电系统选用哪些功能，则要根据系统的特点进行经济评估后确定，以便作出较好的工程和规划决策。归纳起来，配电自动化的功能有 7 个方面：数据采集与监控 (SCADA)、负荷管理、电压/无功综合控制、可靠性管理、信息管理、配电网计算机图示系统、安全节能。

数据采集与监控 采集配电网的运行数据，有配电站的母线电压、变压器和各条线路的电流、有功/无功功率、用电量、主要用户的负荷等。经过数值处理统计，得出全网的功率总加、电量总加、负荷率等。在屏幕显示器上显示全网和各配电站的主接线图，图中附

peidian zidonghua

配电自动化 (distribution automation)

利用计算机、电子和通信技术对配电网和有关用户中的设备，以及用电负荷进行监视、控制和管理。配电自动化的目的在于提高配电网的安全经济运行水平，降损节能，减少故障并提高供电质量。配电网调度管理一般由配电网调度中心和下级配电站进行。各级配电部门中的计算机和自动控制设备用通道连接起来完成有关的控制和管理的工作，所组成的系统称为配电自动化系统 (distribution automation system, DAS)。有时将与信息系统结合起来的配电自动化又称配电管理系统 (distribution management system, DMS)。

发展概况 早在 20 世纪 30 年代英国用时间开关控制用户负荷。50 年代初期开始应用自动隔离故障区

有开关状态和运行数据,开关变位时会发出闪动信号,当运行数据超过给定的上/下限值时会发出告警信号,实时监视配电网的运行情况。用户负荷数据除通过远动终端(RTU)收集外,还可以通过智能表计(SM)获得,SM采集用户电能表磁盘转数脉冲,并通过电话或其他通道与配电调度所通信,SM按预定的时间报告所用负荷情况。

控制作用可由操作员直接实施,也可由实时控制软件实施而无需操作员干预。当采用实时控制软件时,从实时数据库调出数据,经过控制算法处理,作出控制决策,通过MODEM输出,接受端的MODEM将控制信息输进控制板,操作馈电线负荷开关,或改变调压器的分接头位置,或操作重合闸,或操作控制补偿电容器组的断路器。

**负荷管理** 负荷管理包括负荷监视和负荷控制。负荷控制一般有两种方式:①对用户负荷进行直接控制,配电调度所内的计算机按照预定的负荷曲线要求发出控制命令,切除或投入负荷,或切换分时计费电能表,或改变负荷定量器的整定值,在故障时或用电高峰时,紧急切除负荷,故障或高峰过后恢复供电;②采用分时电价,使用户主动对负荷进行控制。直接控制的负荷有热水器、空调器、游泳池水泵等;在工业负荷中有电弧炉、电焊机、冷/热水泵和抽水蓄能装置等。它们是通过负荷控制器(LCR)接收从调度所发来命令直接控制线路或用户负荷的开关。一般家庭用热水罐,在一天非负荷高峰时分3次加热,就可保证全天用的热水。

40多年来,负荷控制装置由最早的时间开关发展为负荷定量器、工频控制装置、音频控制装置(见电力系统负荷管理)、配电载波方法控制装置以及音频/工频和无线电等混合式的负荷控制系统。

**电压/无功综合控制** 计算机定时进行电压和无功功率分配的优化计算,根据保证电压质量、降低电网损耗的原则决定调节决策,发出控制命令去调节有载调压变压器的分接头或切换补偿电容器组。电压/无功综合控制包括:母线电压控制、馈电线的无功功率控制、馈电线远端电压控制、线路电压降的补偿、配电站无功功率控制、配电站变压器环流控制。采用微处理机型的补偿电容器组控制和保护系统,可实现对母线电压、潮流及功率因数的监测,以确定并联电容器组的投入和退出;通过对电容器组的相阻抗和零序电流的监测,可判定电容器组的熔断器是否熔断。

**可靠性管理** 为了使配电网中故障的影响降低到最小,当发生故障时,馈电线的断路器将跳开,自动重合一定次数。如配电网中发生持久性故障,应用软件可自动识别故障区,通过线路负荷重新分配计算软件,使

正常地区恢复供电。从故障发生到故障恢复,可以自动完成,无需运行人员参预。也可以由自动化系统给出操作方案,由运行人员实施操作。在城市配电网中,根据用户的重要性,考虑决定负荷恢复顺序。当检测到馈电线过载时,也调用线路负荷重新分配算法将部分负荷转移到其他馈电线。一般是通过母线自动分段、馈电线调度切换和自动分段实现故障定位、故障隔离、故障时快速转移和恢复供电,使停电时间最短。

配电网中如有较大容量分散的蓄能和热电联产装置,则可改善失去电源时供电的可靠性。

**信息管理** 配电自动化信息系统的基本内容是数据库。该数据库存放配电网内所有有关的状态量、模拟量和脉冲量等信息,而且不断更新。数据库分三种:①实时数据库,存放配电站、馈电线和大用户的有关实时运行信息,其中配电网图形显示数据库又分为:街道图形数据库和配电网图形数据库两部分。配电网中不仅有静态网络数据,而且有大量动态网络数据,如很多能遥控的开关没有返回信息,其状态必须由人工输入,为此采用关系数据库,以便于数据的检索;②电费管理及读表系统,从用户的表计上检索到负荷量和能量信息。过去是人工抄表,现在有抄表机抄表,或远方读表,采用双向通信线路,有两种工作方式:中继点编码器方式和末端编码器方式,信号的传送媒体可以是专用信号线、配电线载波、电话线和无线电;③设备档案管理,数据库中除配电变压器、开关、线路、电缆、电容器组等电气设备的原始档案材料可供查阅外,还可提供保护定值、设备动作次数、维修日期等运行和维修管理所需的信息,以及运行报表和维修计划等。

**配电网计算机图示系统** 为了监视配电网运行状态,和在计划停电和事故停电时给出检修和维护的指导,在屏幕显示器上显示以地理图形作为背景的配电网网络图是必要的。在城市将以街道图形作为背景称为街景配电网网络图(network diagram on street map, NDM),它通过彩色全图形屏幕显示器在街道图上显示配电网网络,图形可以平滑滚动、放大、缩小和修改,显示图形的任一部分均可拷贝输出。街道图由道路、河流、桥梁、铁路、公园、地区分界线和街道名组成,作为配电网网络的背景。配电网网络图上要显示安装的配电设备、馈电线、架空线开关、用户、地下配电设备和仪器仪表等,还要显示馈电线名称、设备编号以及用户编号等信息。NDM将作为配电网SCADA系统的一个子系统。

**安全节能** 监视配电网的安全运行状况,并进行必要的控制,在配电网中发生故障时,能及时进行妥善处理(见电力系统安全控制)。当电力系统频率降低时,自动切除一部分次要负荷,以保证配电网的稳定运行

和重要负荷的可靠供电。

在节能方面主要有以下 4 个方面：①配电站内变压器之间或相邻配电站变压器之间，做到较好的负荷平衡，以减少变压器的损耗。在轻载期间，为进一步减少损耗，可以切除一台或多台变压器；②应用快速潮流计算，比较各种网络结构下的负荷分配，调整负荷在馈电线上的分配，使线损最少，特别在高峰负荷时，这种调节的效益更为明显；③提高功率因数，在配电网中按分散、分层采用调相机和电容器组就地来补的方式，以减少电能传输中的损耗；④节能措施与上述的电压控制有类似之处，由控制算法保证它们之间的相互联系，配电网中电压的调节还在于使负荷在高效率下运行，以降低电能的损耗。

参考书目

周昭茂，吴凤书，供电网调度自动化，北京：水利电力出版社，1989

(陈信昌)

pei ci xinxi

批次信息 (batch information) 见电力系统调度信息。

pinlu bianhualu jidianqi

频率变化率继电器 (frequency change rate relay) 当所在点交流电压的频率变化率超过预先设定值时动作的继电器。主要用于电力系统的按频率降低自动减负荷装置中，配合低频继电器的动作，在电力系统发生严重有功功率缺额情况下，加速自动减负荷，以迅速恢复电力系统频率，保证电力系统安全稳定运行。

(李振和)

pinlü jidianqi

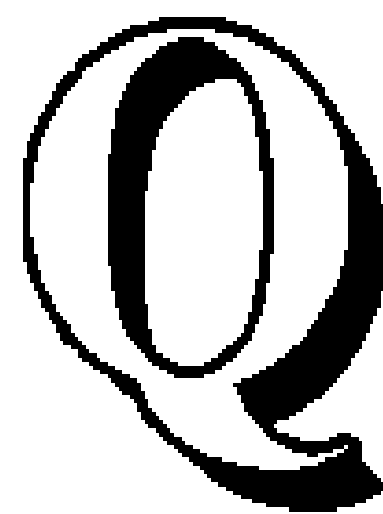
频率继电器 (frequency relay) 以所在点交流电压频率作为动作参量的继电器。输入交流电压频率低于或高于某一预定值动作的继电器分别称作低(欠)频率或过频率继电器。按实际的构成方式可分为：感应型、晶体管型、集成电路型及数字型。其中数字型以精度高、动作值稳定、功能齐全等优点近年来迅速得到推广采用。

频率继电器主要用于：①按频率降低自动减负荷；②大型汽轮发电机组低频率保护自动解列；③水电厂高频率切机及低频率自启动；④互联电力系统按频率自动解列等。

(李振和)

pinlu zhiliang

频率质量 (frequency quality) 见电力系统频率。



qunshiyao shizhen

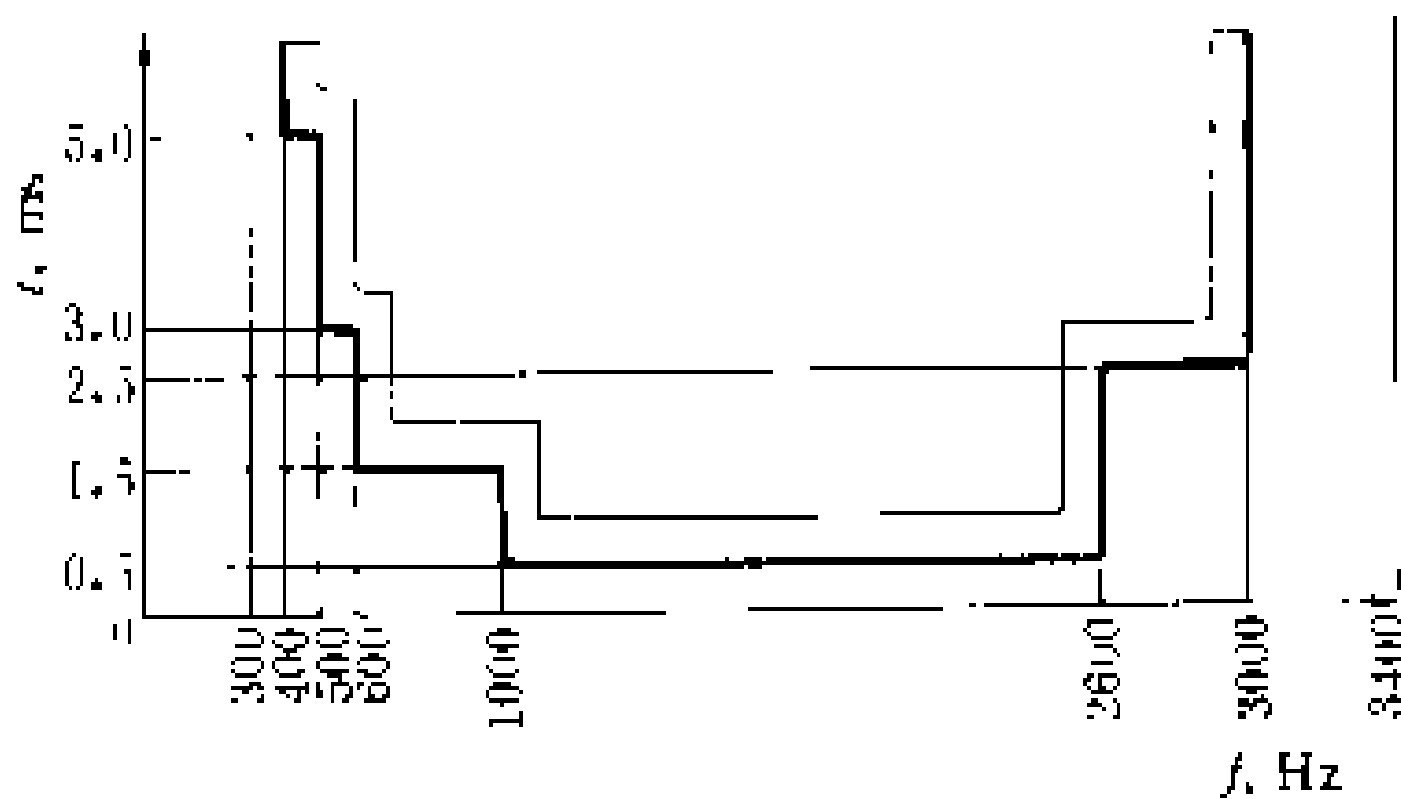
群时延失真 (group delay distortion)

在通信系统中，因信号中不同频率分量在通路传输的时延不同而引起的波形失真。失真常以各频率点的群时延与其中最小群时延的差值表示。一般在频带中部的群时延较小，在滤波器边缘频率处的群时延较大。

电话信号的群时延失真不会被听觉觉察到，故影响不大。数据信号的群时延失真会导致增大比特差错率，影响较大。传真信号的群时延失真会使图象线条变宽或细小部分有附加边缘，影响就更大。国际电报电话咨询委员会(CCITT)在建议 G. 232 中提出对 12 路载波机中一条有效传输频带 300~3400 Hz 的电话通路群时延失真的典型要求(见图)。

对于远方保护，信号的传输时间或其群时延会影响保护装置的动作时间，故不宜过长。通信设备对远方保护信号的传输时间一般应不超过 15 ms。

对于电话通路，信号群时延过长则会产生回音，即发话用户会听到返回的自己的声音，形成干扰。但仅当信号往返传输时间大于 50~60 ms 时才感觉有回音现象。一般电力系统通信网中电话通路的群时延不可能达到这样大的数值。



300~3400 Hz 电话通路群时延失真的典型要求

(陈道元)





# R

Riben dianli xitong

**日本电力系统** (electric power systems in Japan) 日本本土及冲绳岛的电力系统。

**电力系统的发展历史** 日本电力系统的发展可分为下列三个阶段。

(1) 1960~1964年。形成东部、中部和西部及北海道三个区域性系统。东部当时仅包括东京和东北两个电力公司的系统，以 275 kV 线路互联。中部和西部包括中部、北陆、关西、中国，九州和四国六个电力公司的系统，以 187~275 kV 线路互联。北海道电力公司的系统最高电压为 187 kV。东部及北海道的系统频率为 50 Hz，中部和西部为 60 Hz。

(2) 1965~1979年。在 1965 年和 1977 年分别建成佐久间和新信浓变频站（容量均为 300 MW），使东部及中、西部电力系统实现互联。1979 年北海道与东北电力系统通过 ±250 kV 直流跨海电缆线路相连，实现了日本本土 9 个电力系统的互联。

(3) 1980 年以后。1980 年中部、关西、中国 and 九州四个电力系统的联络线均已升压至 500 kV，东北与东京、关西及北陆电力系统间以 275 kV 线路相连，中国及四国电力系统间以 220 kV 线路相连，形成从东北到西南全长约 2000 km，以 500 kV 或 275 kV 同杆双回线为主干线以一点互联的联合电力系统（参见彩图插页第 7 页 8 图和第 8 页 9 图）。冲绳岛有独立的 132 kV 电力系统。

**电力系统现状** 至 1991 年 3 月底，日本本土的九个电力系统、冲绳岛电力系统、向各系统趸售电能的电源开发公司、日本核电公司以及其他一些电力公用事业的发电总装机容量为 175072 MW（如包括工业自备电厂，则共有发电装机容量 194730 MW），其中火电（包括地热发电）为 107140 MW，占 61%；核电为 31480 MW，占 18%；水电为 36452 MW，占 21%。总发电量为 8573 亿 kW·h（其中工业自备电厂的发电量 997 亿 kW·h），仅次于美国和苏联，居世界第三位。预计到 2000 年装机容量将达 240300 MW，发电量约 9500 亿 kW·h。

(1) 日本的火电厂中烧煤发电厂占 8.3%，烧液化天然气电厂占 23%，烧油电厂占 29%。1984 年以后，已不再建设烧油发电厂，并计划到 2030 年将停运所有烧油发电厂。目前容量超过 2000 MW 的火力发电厂有 15 座，最大机组容量为 1090 MW，最大的鹿岛火力发电厂容量为 4400 MW。火电发电量为 5592 亿 kW·h，占总发电量 65.2%。

(2) 日本的核电厂起步较晚，但发展很快，到 1991 年 3 月已拥有 39 座核反应堆，最大的福岛第一核电厂容量为 4696 MW，最大机组容量为 1175 MW。核电发电量为 2023 亿 kW·h，占总发电量 23.6%。预计到 2000 年核发电机组的容量将达到 50560 MW。

(3) 日本可开发的水电为 1280 亿 kW·h/年，其中可经济开发的在 20 世纪 60 年代初已大部分开发。目前水电发电量为 958 亿 kW·h，占总发电量的 11.2%。水电建设以抽水蓄能水电厂为主，目前已达 17000 MW，占水电厂总容量 47%，居世界第二位，到 2000 年将达 21000 MW。最大的新高瀨川抽水蓄能水电厂为 1280 MW。

(4) 至 1991 年 3 月，输电线路总长为 83772 km，配电线路总长为 1094639 km（包括电缆线路 22731 km）。日本九大电力系统的标准电压等级有两个系列，即 500 kV - 275 kV - (154 kV) - 77/66 kV - 33 kV - 6.6 kV - 200/100 V 和 500 kV - 220/187 kV - 110 kV - 66 kV - (33 kV) - 6.6 kV - 200/100 V。东京、中部、关西、中国 and 九州五个电力系统的最高电压为 500 kV，并以 500 kV 环形或半环形网环绕负荷区域，使外来各电源先汇接在高压环网上，再以辐射形网络向环内负荷供电。北海道、东北和北陆电力系统的最高电压为 275 kV，四国为 187 kV。除北海道已升压为 275 kV，冲绳岛为 132 kV 外，其他电力系统均将升压到 500 kV，东京电力系统则将采用 1000 kV 特高压输电。

(5) 至 1991 年 3 月末，十家电力公司共有 5152 个变电所，变压器总容量为 536679 MV·A，包括 46 个 500 kV 变电所和 110 个 275 kV 变电所。最大的新富士变电所的容量为 6400 MV·A。最大的变压器容量为 1500 MV·A。500 kV 断路器的最大断流容量为 550 kV、50 kA。为了减少用地，已建成许多地下变电所，并采用紧凑和小型化的设备。

**电力系统的调度运行** 日本各电力公司都有其自己的调度所，设有完善的调度计算机系统和自动频率控制 (AFC) 和自动发电控制 (AGC)，以及卫星和微波通信系统，以实现对其所属系统的监控和经济调度。对整个联合电力系统的经济电力交换则是藉厂域电网运行协调系统来实现，即通过经济调度的计算，增加运行

费用微增率低的火电厂出力并同时降低运行费用微增率高的火电厂的出力。

从1958年起本土九大电力公司和电源开发公司就组成了“广域电网运行协调系统”。为了协调互联系统的安全经济运行，九大电力公司和电源开发公司组成了中央电力协调委员会，作为全国性的组织，并在东、中、西区域成立了三个地区电力协调委员会。中央和地区电力协调委员会都是独立的实体，但在实际运行工作中保持密切的协作和联系。中央电力协调委员会专门考虑有关全国性的广域合作的主要问题。中央协调委员会下设中央联络办公室作为指导全国的电力负荷需求、供电负荷的预测、地区间的调度运行和全国范围的电力交换等的实施机构。地区电力协调委员会则负责实施全国性的系统运行中有关该地区内的要求，并作为该地区负荷调度联络所。

参考书目

Electric Power Industry in Japan, 1991/92. JEPIC

(吴克昌)

Riben dianli xitong kekaoxing guanli

日本电力系统可靠性管理 (reliability management of electric power system in Japan)

第二次世界大战后，日本随着国民经济的恢复和发展，电力需求大幅度地增长，相继新建了大容量机组和275kV及400kV电力网，分属各电力公司的电力系统通过超高压线路相连，形成了大规模的、复杂的系统。

由于系统出现了稳定问题，1961、1962年，日本先后开展了电源设备和输变电可靠性的研究。1965年日本御母衣事故和美国东北部的大停电事故后，有关可靠性的讨论更为活跃。1965、1967年，日本电力调查委员会确立了以出力不足预计天数计算备用容量的方法和供求度法。1968年，电气事业联合会又确立了以平均可靠性和个别可靠性相结合来表示供电可靠性的方法。一部分电力公司则开始对预想事故进行简易的潮流计算和监测。1971、1972年，日本电气学会有关专业委员会又先后发表了《关于工厂供电可靠性文献调查》和《从系统运行和可靠性的观点出发研究配电设备的最佳组成方法》，分别阐述了工厂配电系统和高压配电系统供电可靠性宏观的平均值管理方法。1989年，配电系统调查专业委员会又发布了《配电系统供电可靠性评价方法和缩短停电时间技术》，在原有可靠性宏观平均值管理的基础上，实行了对消费者个别可靠性微观的极限值管理。此外，近10年来，还开展了电力系统可靠性控制和设备诊断研究，建立了大容量机组和供电网运行情报收集、分析处理系统，对电力网实行分层控制等，不断在设备和系统两方面谋求提高效率和保证运行的可靠性。目前，可靠性管理已贯穿了电力系统的各个方面。

电力系统可靠性的表示方法 一般按供电可靠性和系统可靠性两方面来表示。

供电可靠性 以停电程度量度，表示方法如表1。

表1 供电可靠性表示方法

	可靠性的表示方法	单 位	备 注
平均 可靠性	用户平均停电次数 用户平均停电时间	次/a min/a	①输电：将全年潮流状态分为丰水、枯水期的高峰、白昼、深夜等3个断面，作潮流图。然后计算线路、变压器、母线的停电次数和时间 ②配电：按系统用户平均
个别 可靠性	大范围停电(30万kW以上的瞬时停电) 长时间停电(10min以上的停电)	不超过 (1次/100a) 不超过 (1次/100a)	①在极限范围内，以大范围停电平均时间间隔(a)为指标 ②在极限范围内，以发生长时间停电的变电所数的比值(%)为指标

系统可靠性 取决于系统的设备状况和运行状况。一般又按设备分成电源可靠性和输配电可靠性。

(1) 电源可靠性。按备用容量的多少来评估。有时也用供求度表示(见表2)。

(2) 输配电可靠性。又分为输电可靠性和配电可靠性。其计算方法分别如表3和表4。

电力系统可靠性的统计分析 日本本土9个电力公司和电源开发公司对供电可靠性数据指标均有统

计。统计范围包括水电、火电和输配电，统计结果一般由通商产业省资源能源厅和电气事业联合会分别按电气故障统计和电气事业统计加以公布。而且，在日本电气学会、电气事业联合会和日本电气协会下均设置有若干专业(调查)委员会，不断对各项专业技术及其可靠性进行系统的调查、研究和分析。仅电气学会供电专业委员会1968~1989年就发表了12个专题报告。1966~1985年20年间用户平均停电状况的变化见于图1；用户平均故障停电时间与欧美各国的比较示于

表 2 电源可靠性表示方法

可靠性	表示方法	单位	备 注
出力不足预计天数	$\sum_{k=1}^n P(A_k) T_k$	d	$P(A_k)$ : 故障和枯水同时出现引起的出力降低量与负荷预测误差值折合成的出力降低量之和 (即最大可能出力降低) $A_k$ 的概率 $T_k$ : 最大可能出力降低 $A_k$ 时的出力不足天数
供求度	$100 \times \left[ 1 - \frac{\sum_{k=1}^n P(A_k) C_k}{(\text{最大负荷}) \times (\text{平常天数})} \times 10 \right]$		$P(A_k)$ : 最大可能出力降低 $A_k$ 的概率 $C_k$ : 最大可能出力降低 $A_k$ 时电力不足的总和最大负荷; 取三个日最大负荷的平均值

表 3 输电可靠性计算方法

序号	项 目	计 算 式	备 注
1	电力不足概率	$P_i = \sum_{k=1}^n f(a_k)$	$P_i$ 电力不足概率 $P_e$ 电量不足概率 $a_k$ 停电功率 (kW)
2	电量不足概率	$P_e = \sum_{k=1}^n f(a_k) a_k / P_o$	$f(a_k)$ 停电功率 $a_k$ 的概率 $f_k$ 停电功率 $a_k$ 发生的次数
3	停电功率大小的概率	$f(a_k) = f_{ik} / T_o$	$t_k$ 停电功率为 $a_k$ 的持续时间 $P_o$ 某一期间系统的出力 (kW)
4	用户平均停电次数	$N = \sum_{k=1}^n f_{ik} a_k / P_o$	$N$ 平均用户停电次数 $T$ 平均用户停电时间
5	用户平均停电时间	$T = \sum_{k=1}^n f_{ik} t_k a_k / P_o$	$T_o$ 期间 (h) 说明: 以一年中有代表性的若干期间, 如丰水和枯水期的尖峰、正常、深夜反复计算各个指标

表 4 配电可靠性计算方法

可靠性	计 算 式	单位	备 注
用户平均停电次数	$N = RM$	次/a	$R$ 配电线路故障率 [次/(km·a)]
用户平均停电时间	$T = RMC$ (放射状, 无故障分段检测装置) $T_D = RMC \frac{n+1}{2n}$ (放射状, 有故障分段检测装置) $T_L = \frac{RMC}{n}$ (环状)	min/a	$M$ 配电线路总长 (km) $C$ 配电线路平均故障停电时间 $n$ 配电线路分段数

图 2 中, 1984~1988 年 5 年间发生的供电故障事件数列于表 5 中; 1984~1988 年 5 年间发生供电故障功率在  $50 \times 10^6$  kW 以上且持续时间在 10 min 以上的故障情况列于表 6 中。

由以上所示图及表可知, 日本由于长期以来不断在加强设备和对故障迅速修复等方面采取有效措施, 电力系统可靠性从 20 世纪 60 年代至今已有大幅度的提高, 与欧美相比已达到了相当高的水平。

**电力系统可靠性管理标准** 日本从保持和提高供电可靠性出发, 对电力系统设备及其运行分别规定了设备定型标准和运行标准。

(1) 定型标准。它是系统设备定型应该确保的系统可靠性水平。各公司虽因对系统的重要性和投资效益考虑方法的不同而有少许差异, 但基本上是一致的。即: ①对主系统, 要求发生单一故障不会产生供电障碍; ②对下级系统, 发生单一故障虽容许

短时间供电障碍, 但一般应可通过系统切换或配电网

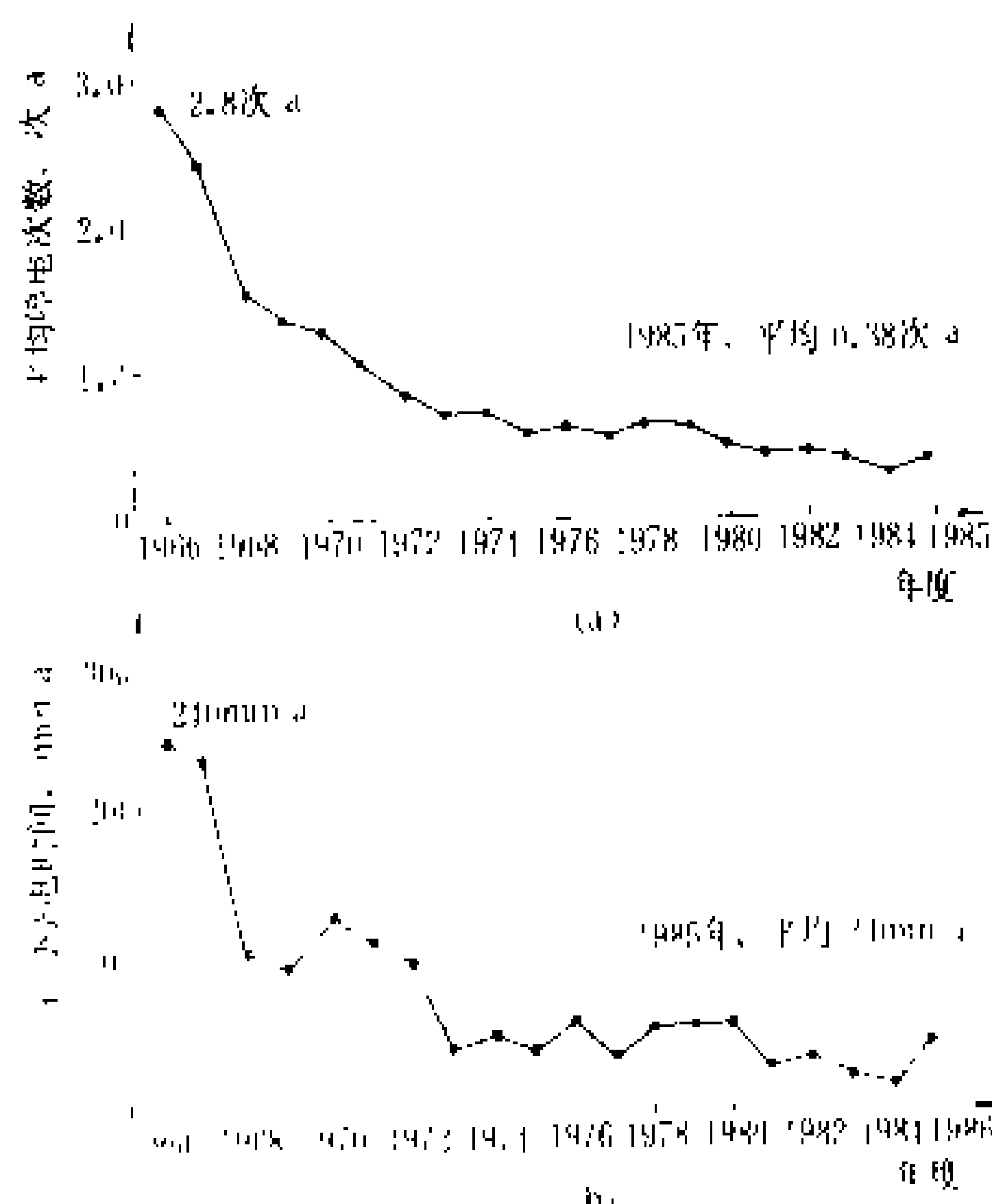


图 1 用户平均停电状况的变化  
(a) 用户平均停电次数; (b) 用户平均停电时间

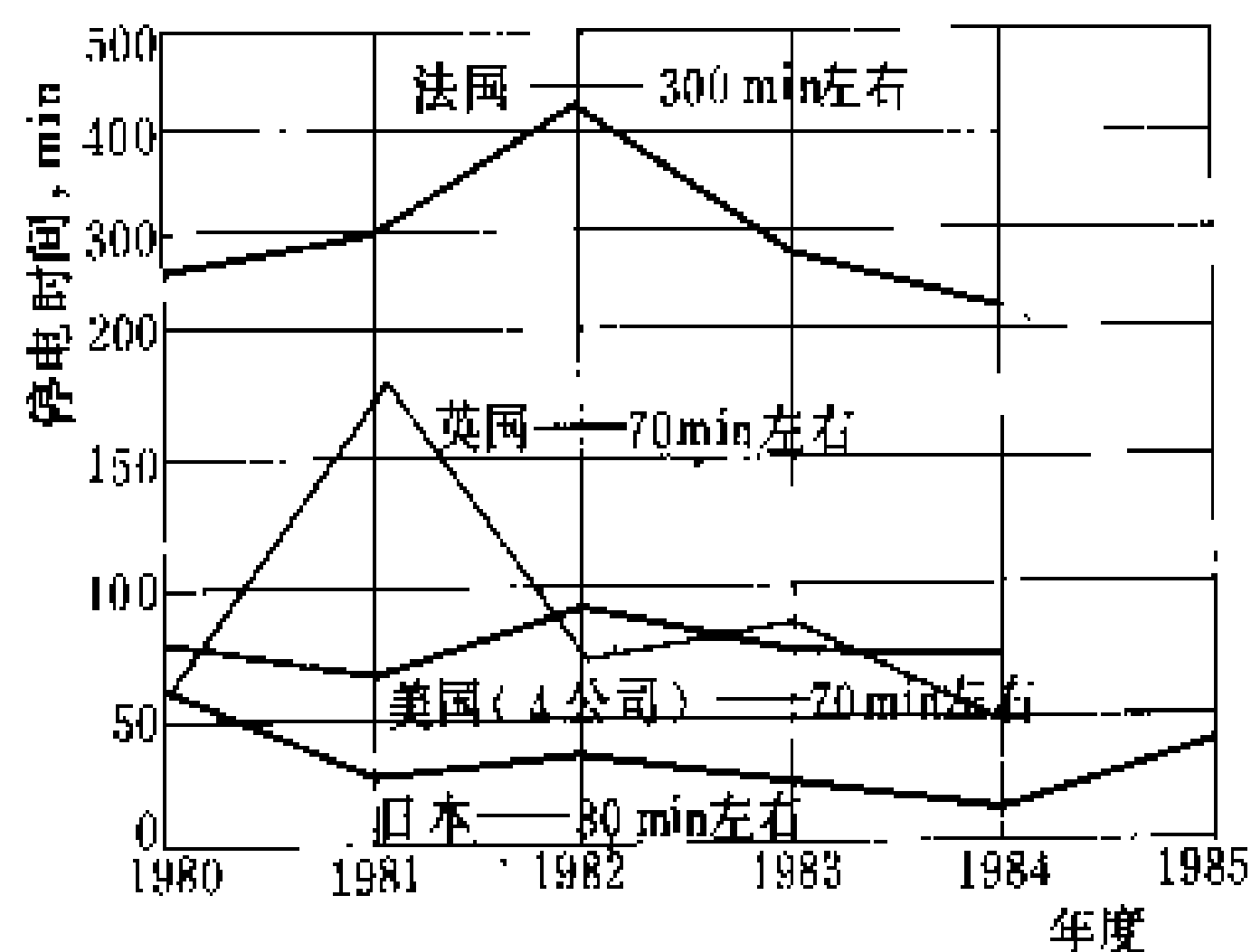


图 2 用户平均故障停电时间与欧美各国的比较  
(其中英国包含伦敦大停电事件的 1981 年除外)

路切换来处理。

(2) 运行标准。对各种供需断面和系统状态应确保的系统可靠性水平。其考虑方法为：①对主系统，要求发生单一故障不会产生供电障碍，且应调整潮流，使完好设备不超过负荷的限度。②对下级系统，虽考虑方法与主系统大体相同，但对单一故障允许短时间停电。

为达到定型标准和运行标准，还规定了正常潮流极限值、设备作业时的运行方式及采取的措施、系统基本结构模式等。对联网系统的运营，则采取以自主为本，经济运行指标在广泛区域内统一经营的管理方式。

表 5 1984~1988 年 5 年间发生的供电故障事件数 (次)

故障地点	供电故障功率	供电故障时间					
		10 min 以下	10 min 以上 30 min 以下	30 min 以上 1 h 以下	1 h 以上 3 h 以下	3 h 以上	合 计
		10 min 以下	30 min 以下	1 h 以下	3 h 以下	3 h 以上	合 计
发电厂及 变电所场内	5×10 <sup>6</sup> kW 以下	62	29	54	66	12	223
	5~50×10 <sup>6</sup> kW	97	47	61	21	7	233
	50×10 <sup>6</sup> kW 以上	15	13	12	6	1	47
	合 计	174	89	127	93	20	503
输电线路及 高压配电线路	5×10 <sup>6</sup> kW 以下	614	89	78	147	116	1046
	5~50×10 <sup>6</sup> kW	1038	93	50	39	55	1275
	50×10 <sup>6</sup> kW 以上	108	13	6	3	11	141
	合 计	1760	195	134	191	182	2462
总 计	5×10 <sup>6</sup> kW 以下	676	118	132	215	128	1269
	5~50×10 <sup>6</sup> kW	1135	140	111	60	62	1508
	50×10 <sup>6</sup> kW 以上	123	26	18	9	12	188
	合 计	1934	284	261	284	202	2965

注：根据 9 个电力公司和电源开发公司电气故障统计。

表 6 1984~1988 年 5 年间发生供电故障功率在 50×10<sup>6</sup> kW 以上且持续时间 10 min 以上的故障情况

故障发生地点	现场 人员 出动	事件数	每 一 事 件 的 平 均 值			
			供电故障功率 P (×10 <sup>6</sup> kW)	供电故障时间 T (min)	供电故障电量 A (×10 <sup>6</sup> kW·h)	K 系数
送 电 线 路	有	7	94.84	131.22	151.82	0.732
	无	7	258.71	15.89	33.59	0.490
发电厂及变电所内	有	25	192.25	48.93	72.22	0.460
	无	6	186.93	20.54	39.99	0.625
其他电力公司波及	无	1	117	27	52.65	1.000
平 均 值		(合计 46)	185.21	44.31	73.82	0.540

- 注：1. 表中为 9 个电力公司 1984~1988 年 48 件供电故障中除超大规模故障 1 件和不详故障 1 件外的 46 件。  
2. 线路故障，由于断路器损坏，继电器不正确动作等场所内设备不良发展为大规模故障的事例 9 件，计为发电厂变电所场内故障。  
3. 供电故障时间及供电故障恢复系数 (K)，按供电故障功率取加权平均值。  
4.  $K = \frac{A}{P} \times \left( \frac{T}{60} \right)$ 。

参考书目

官田秀介，電力系統の計画と運用，電気書院，

1969

(陈文高)

Riben peidian xitong kekaoxing

日本配电系统可靠性 (Japan distribution system reliability) 分为高压配电系统可靠性和工厂配电系统供电可靠性两部分。

高压配电系统可靠性 1972 年日本电气学会配电专业委员会，公布了《从系统运行和可靠性的观点出发，研究配电设备的最佳组成方法》的技术报告，具体阐述了高压配电系统供电网络以可靠性平均值指标为基础的可靠性管理方法。其主要内容包括：配电系统可靠性的定义，可靠性指标，可靠性预测，各种因素对可靠性的影响及提高可靠性措施的效率分配等。1989 年，配电系统调查专业委员会又发表了《配电系统供电可靠性评价方法和缩短停电时间技术》的技术报告，在总结平均值管理方法的基础上，建立了对电力用户的个别可靠性微观极限值管理及立足于电力用户方面的可靠性的评价和预测方法。

配电系统可靠性的定义 量度在某一期间内，配电系统连续供电能力的尺度。一般以停电状态的概率来表示。

配电系统可靠性指标 见配电系统可靠性指标。

配电系统可靠性的预测

(1) 基本公式。见配电系统可靠性指标。

(2) 预测分析法。见配电系统可靠性评估。

(3) 适用范围。可靠性计算公式可以适用于负荷密度在 500 kW/km<sup>2</sup> 以上的营业所管理的。这种预测方法，对于一切配电系统的扩充改造和投资分配均可适用。

各种因素对可靠性指标的影响

(1) 分段开关装设方式造成的影响：①停电次数：对于 3 分割 3 联络、 $q=1$  的标准馈电线路，当分段开关由手动式改为顺送自动式时，可减少 33%；当把分段开关、联络开关同时改为顺送倒送全自动式时，可减少 67%。②停电时间：当分段开关由手动式改为顺送自动式时，可减少约 30%~50%；当改为顺送倒送全自动式时，可减少约 70%。

(2) 设备裕度造成的影响。①停电次数：对于手动式和顺送自动式系统，适当馈线率  $q$  与停电次数无关。但对顺送倒送自动式，由于可以自动地倒送，而提高了适当馈线率  $q$ 。当  $q$  提高 10% 时，则停电次数可减少 1%~3%；②停电时间：对手动式，当  $q$  提高 10%，用户平均停电时间可减少 0.5%~1.2%；对顺送自动式， $q$  提高 10%，用户平均停电时间可减少 0.9%~1.8%；对顺送倒送全自动式， $q$  提高 10%，用户平均停电时间可减少 4%~10%。

(3) 负荷增长造成的影响。负荷增长率  $\alpha_0$  与适当馈线率  $q$  的关系为

$$q = (1 + \alpha_0)q_1 - c_2\alpha_0$$

式中， $q_1$  为现存适当馈线率； $c_2$  为常数。

因此， $q$  随着  $\alpha_0$  增大而下降。而  $\alpha_0$  只有顺送倒送自动式系统才对可靠性产生影响：①停电次数。如负荷增长 10%，则可以倒送的区段数将减少 3%~10%，因而，用户平均停电次数也将增加 3%~10%；②停电时间。对于故障发生区段以后的完好区段，随着区段负荷的增长，停电时间会增大。当负荷增长 10% 时，用户平均停电时间在手动式系统中将增加 1%~2%，在顺送自动式系统中将增加 1%~3%，在顺送倒送自动式系统中将增加 3%~10%。

提高可靠性措施的效益分配 配电系统用户平均停电次数和时间是故障率、联络率及故障修复时间的函数。因此，实施提高可靠性的措施必须以防止故障、加速故障探测及修复、改善配电方式、确保系统裕度等为基础，合理地组合，把社会对供电的要求与有限的设备投资及设备维护保养技术相结合，综合地考虑效益与投资额的关系，对所有提高可靠性措施的效果进行比较，评价其投资效益，确定各种提高可靠性的措施。其计算式及工作程序概要分别如表 1 和图 1 所示。

表 1 提高供电可靠性措施计算公式

序号	计算项目	计算公式	备 注
1	综合可靠性提高率	$X=1-(1-X_1)(1-X_2)$	$X$ ：综合可靠性提高率 $X_1$ ：所有防止故障措施的可靠性提高率 $X_2$ ：所有可靠性技措工程的可靠性提高率
2	综合投资额	$Y=Y_1+Y_2$ $=\sum_{i=1}^n Y_{1i}+\sum_{j=1}^m Y_{2j}$	$Y$ ：综合投资额 $Y_1$ ：防止故障措施投资总额 $Y_2$ ：提高可靠性技措工程投资总额
3	提高可靠性的最小投资额	$Y_{\min}=\frac{\partial Y}{\partial X_i \partial X_j}=\frac{\partial}{\partial X_i \partial X_j}(Y_1+Y_2)$ $=\frac{\partial}{\partial X_i \partial X_j}(\sum_{i=1}^n Y_{1i}+\sum_{j=1}^m Y_{2j})$	$Y_{\min}$ ：提高可靠性最小投资额 $X_i$ ：第 $i$ 项防止故障措施的可靠性提高率 $Y_i$ ：第 $i$ 项防止故障措施的投资额 $X_j$ ：第 $j$ 项可靠性技措工程可靠性提高率 $Y_j$ ：第 $j$ 项可靠性技措工程的投资额

可靠性平均值的实绩 据统计，日本配电系统 1981~1985 年供电可靠性的实绩如表 2。

对电力用户个别可靠性的极限值管理、评价及预

测方法 在平均值管理的基础上,根据不同电力用户的需求,规定不同的目标值,从故障停电和作业停电两方面对防止重复停电和长期停电实行个别可靠性的微观的极限值管理,并对电力用户方面,以配电线路区段为单位,从考虑对电力用户供电的各个配电系统的结构和故障修复的程序出发,来预测系统在任意地点、任意设备上发生故障时,电力用户经历的停电时间。其预测程序概要如图 2。

可靠性管理的依据。其主要内容包括:可靠性常用名词术语解释,供电可靠性计算方法,提高工厂配电可靠性的措施,电能质量,可靠性保险及故障统计数据等 6 个部分。

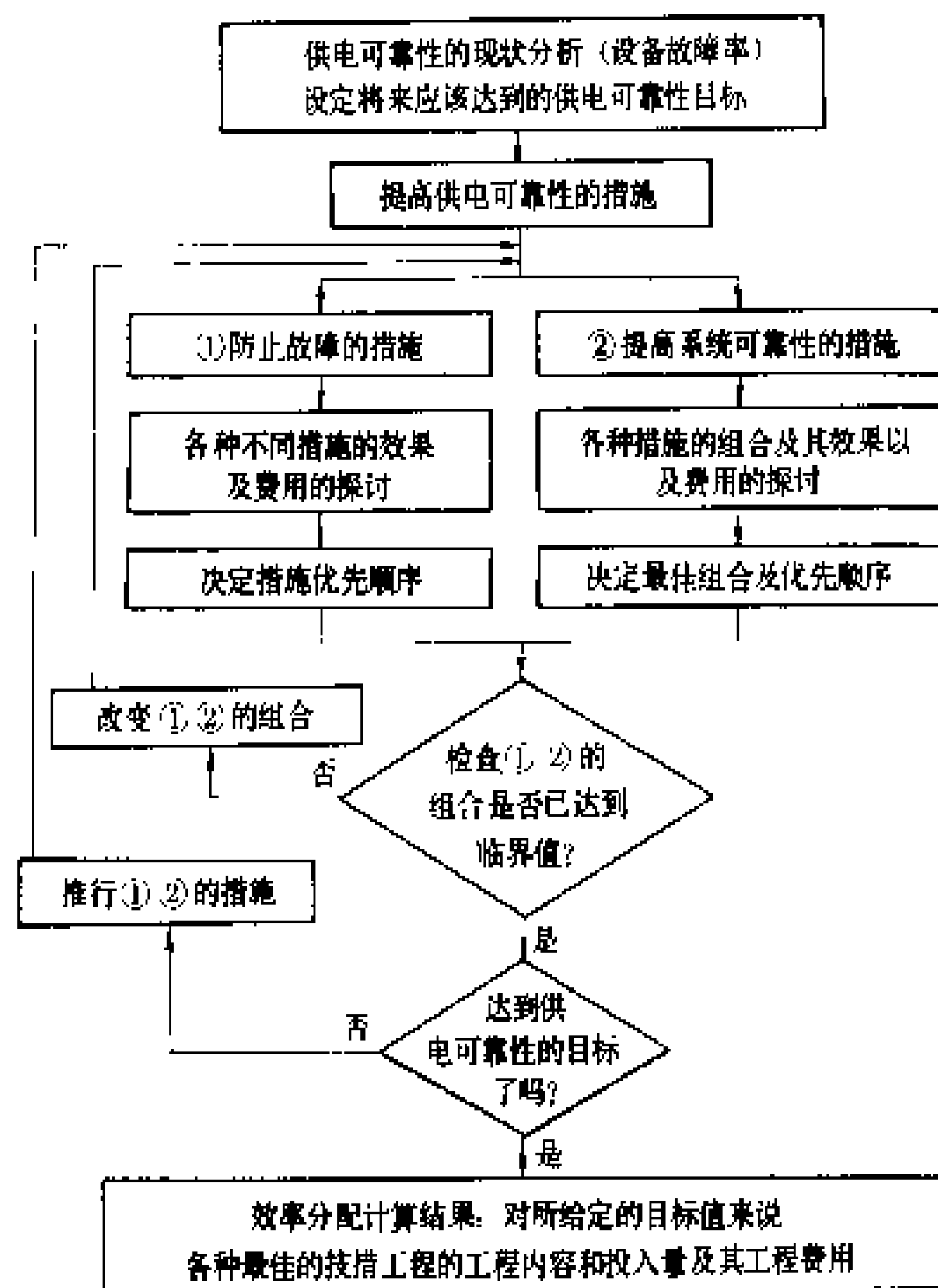


图 1 提高供电可靠性措施效益分配法工作程序概要

表 2 日本配电系统供电可靠性 1981~1985 年的实绩

类别	供电可靠性指标	1981 年	1982 年	1983 年	1984 年	1985 年
故障停电	用户平均故障停电次数 (次/户)	0.29	0.31	0.22	0.19	0.19
	用户平均故障停电时间 (min/户)	21	33	16	13	13
	配电线路平均故障次数 (次/回路)	0.35	0.37	0.28	0.24	0.25
作业停电	用户年平均作业停电次数 (次/a)	0.78	0.68	0.67	0.57	0.49
	用户年平均作业停电时间 (min/a)	151	129	124	104	82
	平均每次作业停电时间 (min/次)	194	190	185	183	167

工厂配电系统供电可靠性 1971 年,日本电气学会工厂配电专业委员会编制了《关于工厂配电供电可靠性的调查文献》的技术报告,作为工厂配电系统可

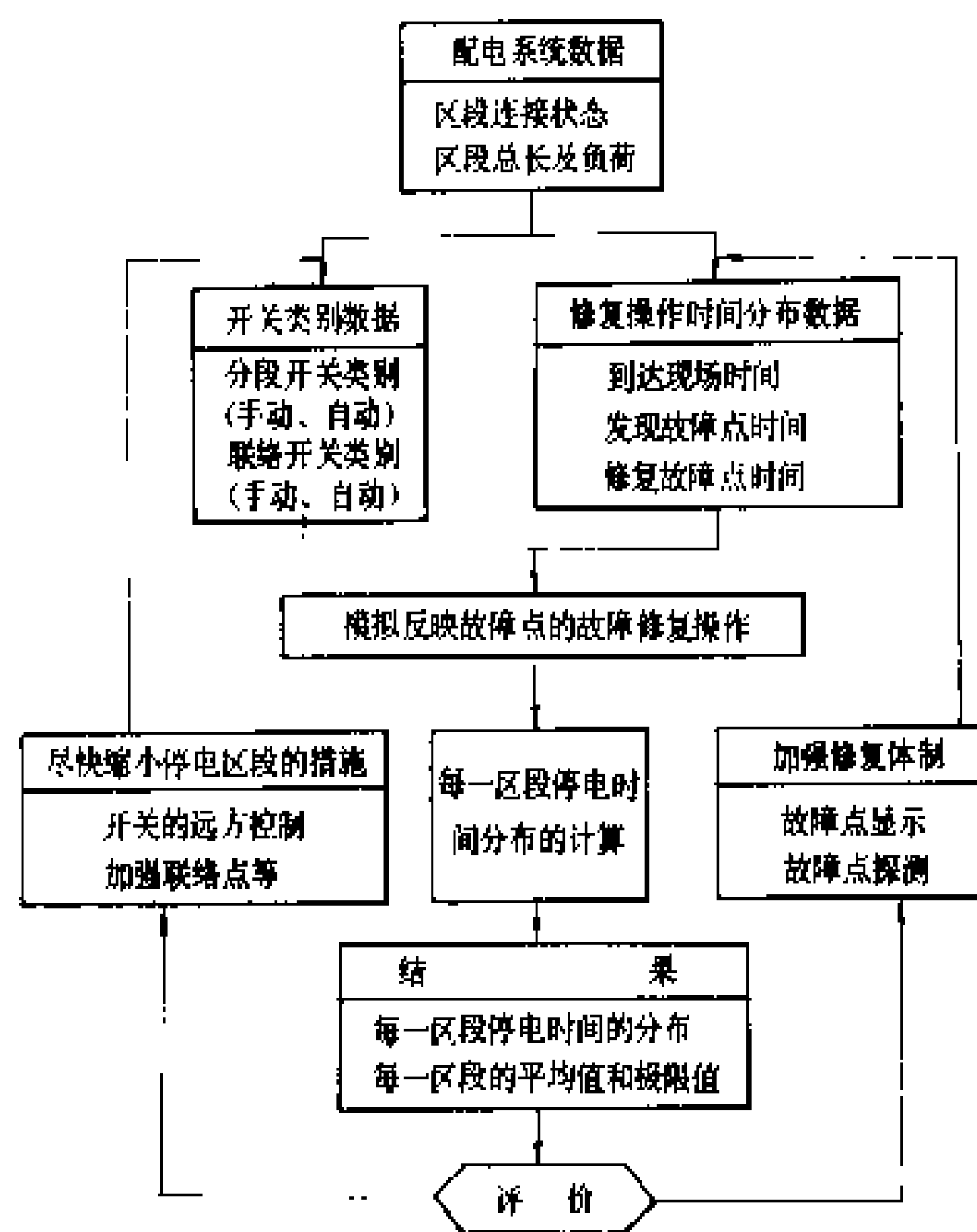


图 2 对电力用户 (以配电线路区段为单位) 的停电时间预测工作程序概要

### 参考书目

滨谷洲人等, 配電設備における供給信頼度向上対策に—いって—その現状と動向— (特集), 電気評論, 1987, 72 (245)

配電系統調査専門委員会編, 配電系統の供給信頼度評価方法と停電時間短縮化技術, 電気学会技術報告 (I 部), 1989

(陈文高)

ruolianxi dianli xitong wending de gailu pinggufa

弱联系电力系统稳定的概率评估法 (probabilistic evaluation of weak - interconnected power system stability method) 评估在随机运行干扰和事故干扰情况下弱联系电力系统保持同步运行的能力的方法。弱联系电力系统是指通过输送能力较弱的联络线将两个地区的电力系统连接起来的系统, 联络线的输送能力不大于最小的联合系统的装机容量的 10%~15%, 并且地理上延伸也较长。这种方法用概率统计来分析复杂电力系统的稳定性以及与电力系统静态特性和动态特性、联络线参数和扰动作用的概率统计性质有关的可靠性指标, 简称概率稳定性方法。苏联已采用这种方法来评估弱联系电力系统稳定。

随机运行干扰时弱联系电力系统运行情况的分析方法 电力系统正常运行时的特点是具有随机性, 不仅输入干扰具有随机性而且系统参数、运行设备和容量的变化也是随机的, 这种工况称为平稳工况。在实验室研究的基础上建立电力系统的随机数学模型, 把电力系统作为具有概率统计性质的对象来研究。应用了随机函数和平稳随机过程的谱理论。

分析电力系统平稳工况方法的主要内容是: ①建立电力系统输出变量(频率、线路的功角和功率)的统计特性; ②建立电力系统输入变量(随机有功负荷变化)的统计特性; ③建立输入变量与输出变量的统计特性之间的联系; ④研究电力系统的统计等价方法。

随机运行干扰条件下弱联系电力系统的稳定性 具有弱联系的电力系统是非线性动态系统, 在受到随机干扰时, 系统就可能发生稳定破坏, 数学模型归结为在恒定的随机干扰的作用下, 随机微分方程的求解。理论上可以采用确定性分析方法, 来分析每种随机干扰具体实现条件下动态系统的稳定性, 但实际上是不可行的, 因为随机干扰实现的可能数目是无限的。因此, 研究此类系统的稳定性不是针对每一次干扰的实现, 而是针对全部统计特性随时间的稳定性的实现的总和。根据李亚普诺夫定理, 必须全部输出变量的无穷多个概率矩具有稳定性, 才能认为动态系统输出变量统计特性具有稳定性。目前此类稳定问题还没有精确解, 只有近似解, 即要求动态系统输出变量的头两项概率矩具有稳定性。

二个电力系统用联络线连接时, 稳定的判据为

$$m_{\delta_0} \leq \frac{\pi}{2} - \arcsin \left( \sqrt{\frac{K_c + 2\omega_s T_L g}{K_c + \omega_s T_L g}} \times \frac{\sigma_{\delta_0}}{\sqrt{2}} \right) \quad (1)$$

其中

$$g = P_m e^{-\frac{D_\delta}{2}} \cos m_\delta \quad (2)$$

式(1)及式(2)中  $m_{\delta_0}$  为线路功角  $\delta_0$  的数学期望值, 且假定  $\delta$  服从正态分布;  $K_c$  为系统的统计频率特性的斜率系数, 数值一般在 20~25 之间变化;  $T_L$  为负荷相关函数的时间常数;  $\omega_s$  为对应于滑差为  $s$  的角频率;  $\sigma_{\delta_0}$  为常数;  $g$  为联络线的刚性系数;  $\omega_s$  为系统的同步角频率;  $P_m$  为线路的静态稳定功率极限;  $D_\delta$  为角度  $\delta$  的方差;  $m_\delta$  为角度  $\delta$  的数学期望值。

随机运行干扰下弱联系电力系统并联工作可靠性的分析方法 电力系统在平稳工况下的稳定性具有统计特性, 它允许以某种概率出现不稳定。电力系统在随机运行干扰下并联工作可靠性计算的任务就是评估平稳工况存在的平均持续时间, 即两次相邻稳定破坏事

件的间隔时间  $T$ 。它与联合系统的参数, 诸如系统装机容量、静态频率特性的斜率、有功负荷随机波动的统计特性, 以及系统间联络线的参数, 如功率的统计极限、有功潮流等有关。

两次相邻稳定破坏事件的间隔时间  $T$  的计算式为

$$T = 2\pi T_L \frac{F(X_{\min})\Psi(X_{\max}) + F(X_{\max})\Psi(X_{\min})}{\Psi(X_{\min}) + \Psi(X_{\max})} \quad (3)$$

其中

$$X_{\min} = \frac{P_{w\min} + \bar{P}_w}{\sigma_L} \quad (4)$$

$$X_{\max} = \frac{P_{w\max} - \bar{P}_w}{\sigma_L} \quad (5)$$

式(3)~式(5)中  $P_{w\min}$ 、 $P_{w\max}$ 、 $\bar{P}_w$  为联络线的最小、最大和平均交换功率;  $\sigma_L$ 、 $T_L$  为负荷统计特性的系数。  $F(x)$ 、 $\Psi(x)$  为服从正态分布的概率分布函数, 形式如下

$$\Psi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{t^2}{2}} dt \quad (6)$$

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{t^2}{2}} \varphi(t) dt \quad (7)$$

$$\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{t^2}{2}} dt \quad (8)$$

随机事故干扰下弱联系电力系统并联工作可靠性的分析方法 随机事故干扰指那些快速造成有功功率长期不平衡的干扰, 如发电机组快速切除, 输电线输送容量快速降低。研究表明, 如果在第一个振荡周期保持暂态稳定, 并且事故后保持静态稳定, 那么简单动态过程的稳定是能保证的。

振荡第一周期暂态稳定的近似判据为

$$K_m = \frac{P_{\max} - P_{st}}{P_{\max}} > 0.28 \left[ 1 - \text{sign}(P_{st} P_{st}) \frac{P_{st}}{P_{be}} \right] \quad (9)$$

式中  $K_m$  为联络线传输功率的储备系数;  $P_{\max}$ 、 $P_{st}$  为联络线静态稳定极限和事故后的传输功率;  $P_{be}$ 、 $P_{st}$  为联络线在事故以前的输送能力和实际所带负荷。如果考虑暂态稳定及随后的动态稳定, 还应满足如下条件

$$P_{st} < P_{\max} \quad (10)$$

其中  $P_{st}$  的计算要考虑电力系统静态特性和旋转备用容量的分配。计算时, 要考虑电力系统安全自动装置(包括防止稳定破坏的自动装置、消除异步运行的自动装置、切负荷专用自动装置、按频率降低自动减负荷装置)的动作。

(郭永基)



sanxiang chonghezha

### 三相重合闸 (three-phase auto-reclosing)

线路发生任何一种类型的短路故障,在继电保护动作后都同时断开三相断路器并随之进行三相重合的一种自动重合闸方式。在配置了断路器的各级电压线路上,这种重合闸方式的应用一直最为普遍,原因是其控制回路简单,对断路器不要求分相操作。根据不同的电力网条件,这种重合闸又可分为一般三相重合闸、检电压重合闸、检同步重合闸、非同步重合闸、检邻线电流重合闸与自同步重合闸等类别。

20 世纪 70 年代以来,研究结果认为,在大型机组的高压配出线路出口附近,如果三相重合于未消除的多相故障时,有可能给机组带来严重损害。为此,许多电力系统已经在高压配出线路的电厂侧,采用有限制的三相重合闸,例如检同步的重合闸、延时 10 s 以上的重合闸,或改用单相重合闸。

**一般三相重合闸** 断路器断开后只是经过预定时间即自动重合而不受其他电力网条件控制的三相重合闸方式。在各级电压电力网的辐射状配出单电源线路上得到广泛应用。为了和手动跳开断路器的情况相区别,有两种控制重合闸启动的方式可以同时或分别选用:①断路器合闸位置不对称启动,即断路器的操作把手在合闸位置而断路器在跳闸位置时启动(利用相应的辅助触点连通回路);②继电保护装置向断路器发出跳闸命令同时启动。

**检电压重合闸** 广泛地用在双电源线路上。为避免非同步合闸时对设备和系统产生的冲击,当线路发生故障由两侧断路器断开后,根据系统条件,主要为了减轻当重合于故障未消除情况时对系统暂态稳定或大型发电机组的冲击,选择在某一侧先重合闸,成功后,另一侧再重合闸。在实现先重合闸的一侧,在控制其重合闸启动的控制逻辑中,增加检查线路已无电压,即对侧断路器已断开的监视,因而称为检电压重合闸。

**检同步重合闸** 广泛地用在双电源线路上,规定等待对侧重合闸成功的后一侧重合闸方式。为了保证是后一侧重合并防止非同步合闸,在启动重合闸的控

制逻辑中,需要增加检查线路已带有正常电压同时线路电压与母线电压同步的附加环节。一侧检电压,另一侧检同步的重合闸方式,是普遍采用的有多回路并联连接的双电源线三相重合闸方式。

**非同步重合闸** 用于有条件的双电源线路上,考虑线路两侧电源可能通过进行重合闸的线路作非同步并列的一种特殊三相重合闸方式,多用于水电厂对主系统和两系统间的弱联系单回线路上。选用这种重合闸方式要满足两个要求:①非同步并列产生的冲击电流和力矩小于水轮发电机可以允许的水平,这个数值大约为发电机出口三相短路暂态电流的 60%,即属于与系统有弱联系的情况;②故障前通过的功率不大,线路有足够的静稳定送电裕度,以保证重合闸后只经过少数振荡周期,两侧电源即可拉入同步运行。

**检邻线电流重合闸** 用于双电源的双回线上,在它们的重合闸启动的控制逻辑中,增设检查相邻线路有负荷电流的环节,以确证当本线路进行重合闸时,两侧电源仍是经相邻线路在并联运行中,以避免非同步合闸的冲击。

**自同步重合闸** 用于水电厂对主系统的单回线上。当线路断开的同时,断开水轮发电机的励磁,随着线路重合闸成功,发电机接入系统,然后恢复励磁,实现发电机对系统的自同步并列。

(王梅义)

sanshe tongxin

### 散射通信 (scatter communication)

利用对流层、电离层、流星余迹对电磁波的散射作用在两地间进行的点对点超视距无线电通信。

发射机发出的电磁波照射到对流层、电离层或流星余迹时,电磁波向各个方向散乱地辐射出去,其中向斜前方向射去的电磁波能到达很远的地方。远处接收机,如果有足够高的灵敏度,就能将散射来的微弱电磁波接收下来,从而实现通信。

**对流层散射通信** 目前在中国使用得较多的散射通信方式。其特点是:①电磁波通过对流层散射之后到达接收端的强度很微弱。为了实现可靠通信,必须采用大功率发射机(几十千瓦)、高灵敏度低噪声放大器的接收机和方向性很强的高增益天线。②散射通信的通道是变参信道,即散射信号是不规则变化的。为了克服和减少这种变化的影响,需要采用分集接收,即在不同地点设置多套接收设备。

对流层散射通信的优点有:①无中继通信距离较远,一般为 300~600 km。因此,对流层通信特别适合于无法建立微波中继站的地区,如岛屿之间的通信,跨越海峡、山脉、沙漠的超视距通信。②它采用 100~





6000 MHz 频段,通信容量较大,对模拟通信可通 12~300 个话路和 1 路电视,对数字通信速率可达 1~2 Mbit/s。其不足是:由于是变参信道,传输的带宽有一定的限制。

**电离层散射通信** 和对流层散射不同,在电离层散射通信中,再辐射的电磁波其主要方向与入射无线电波相同,大部分再辐射能量并不返回地面而是穿透电离层射向外空,真正能返回地面的能量只是其中的一小部分。但是只要加大发射功率、提高天线增益和提高接收机灵敏度,仍然可以在超短波段利用电离层散射来进行远程通信。

**流星余迹通信** 由于流星余迹是短暂地、间断性地出现的,所以流星余迹通信也是短暂地、间断性地工作的。当强流星余迹出现时接收信号电平会显著增加,这时发射机立即高速地将应发的信息通过流星余迹反射传给对方,直至流星余迹消失时发射自动停止,等待下一次余迹的出现。在通信系统中,两端都有存贮与记忆的设备,以便把应发的与接收的信息存贮下来。由于流星平均出现的概率较高,所以这种系统的平均传信率并不低。同时由于系统传输损耗比电离层散射系统的小,所以接收电平较高,因此使用较小功率的发射机和较简单的天线系统就可以进行可靠的通信。流星余迹通信的另一个优点是不会因电离层骚扰而造成通信中断,也不存在通信距离短而收不到信号的死区。其缺点是只能用于数据通信,不能用于话务通信。如美国曾用于传送 1200 km 大跨距的水文数据信息。

(张玉功)

shijian jidianqi

**时间继电器** (time relay) 在加入或除去外施信号需经预定延迟时间才有信号输出的继电器。用于在各种继电保护装置和电气自动装置的接线中建立所需要的时限。它是依直流或交流电压动作的。按构成原理可分为:电磁机械型(钟表机构)、电动型、热延时型、晶体管型、集成电路型及数字型等。

时间继电器是继电保护装置及电气自动装置的逻辑回路中广泛应用的一种基本元件。

(李振和)

shishi xinxi

**实时信息** (real-time information) 见电力系统调度信息。

shigu guofuhe nengli

**事故过负荷能力** (emergency overload capability) 电力系统的主要电气设备,如发电机、同

步调相机、变压器、输电线路等,在系统发生事故时,担负超过设备额定容量运行的能力。电力系统正常运行时不允许设备所带负荷超过其额定容量,系统发生事故时,允许在一定时间内超过额定容量运行,以防止事故的扩大。过负荷能力以设备额定容量的百分值(或倍数)和相应的允许过负荷持续时间来表示。

发电机或同步调相机事故过负荷能力 以制造厂的规定为准,制造厂无规定时,则按试验和运行实践确定。1982 年 6 月中国水利电力部颁布的《发电机运行规程》规定:在事故情况下,允许发电机的定子线圈在短时内过负荷运行,同时也允许转子线圈有相应的过负荷。此规程还提出当制造厂无规定时,空气冷却和氢气表面冷却的发电机过负荷能力可参照表 1。

表 1 空气冷却和氢气表面冷却发电机过负荷

定子绕组短时过负荷 (电流/额定电流)	1.1	1.12	1.15	1.25	1.5
持续时间(min)	60	30	15	5	2

变压器事故过负荷能力 按照不同的冷却方式和环境温度,规定其事故过负荷能力。中国水利电力部 1982 年 6 月颁布的《电力变压器运行规程》对油浸自然循环冷却变压器和油浸强迫油循环冷却的变压器事故过负荷和允许持续时间规定如表 2 和表 3。

表 2 油浸自然循环冷却变压器事故过负荷允许  
持续运行时间 (h:min) 表

过负荷 倍 数	环 境 温 度 (℃)				
	0	10	20	30	40
1.1	24:00	24:00	24:00	19:00	7:00
1.2	24:00	24:00	13:00	5:50	2:45
1.3	23:00	10:00	5:30	3:00	1:30
1.4	8:30	5:10	3:10	1:45	0:55
1.5	4:45	3:10	2:00	1:10	0:35
1.6	3:00	2:05	1:20	0:45	0:18
1.7	2:05	1:25	0:55	0:25	0:09
1.8	1:30	1:00	0:30	0:13	0:06
1.9	1:00	0:35	0:19	0:09	0:05
2.0	0:40	0:22	0:11	0:06	—

表 3 油浸强迫油循环冷却的变压器事故过负荷允许  
持续运行时间 (h:min) 表

过负荷 倍 数	环 境 温 度 (℃)				
	0	10	20	30	40
1.1	24:00	24:00	24:00	14:30	5:10
1.2	24:00	21:00	8:00	3:30	1:35
1.3	11:00	5:10	2:45	1:30	0:45
1.4	3:40	2:10	1:20	0:45	0:15
1.5	1:50	1:10	0:40	0:16	0:07
1.6	1:00	0:35	0:16	0:08	0:05
1.7	0:30	0:15	0:09	0:05	—



**输电线事故过负荷能力** 由导线的允许最高温升决定。导线温升随气象条件（气温、风速）和导线种类而异，输电线与变压器相比，热容量小，若超过允许时间运行，将使导线弧垂加大，在交叉跨越处对其他线路或物体（如输电线下的房屋、树木等）放电甚至搭接，发生接地、相间短路和导线熔断的故障。地下电力电缆线路，因电缆内的导体由绝缘层包裹，为了防止导体温升造成绝缘恶化，规定不同型号电缆其导体有不同的最高允许温度，实际运行应按制造厂的规定。

#### 参考书目

新电气事业讲座编辑委员会，电力系统的计划与运行，刘长垣译，北京：水利电力出版社，1986

（李本智）

shigu lazha

**事故拉闸** (manual load shedding) 为防止电力系统事故扩大和电力设备因过负荷而损坏，手动切除部分用电负荷的操作。事故拉闸须符合规定的条件并按事先排列的顺序进行。

**事故拉闸的条件** 事故拉闸应用于：①当系统失掉大电源（或缺电的电力系统超计划用电），电力供需失去平衡，运行频率和电压下降，而且按频率降低和按电压降低自动减负荷装置虽已动作，但仍不能恢复频率和电压时，必须手动切除一部分负荷，以防止电力系统崩溃。②系统频率降低，即将构成系统事故时。中国水利电力部 1985 年 12 月颁布的《电业生产事故调查规程》规定，电力系统运行频率低于允许偏差，但在 49 Hz 以上且延续时间超过 1 h，或低于 49 Hz，延续时间超过 15 min，均作为系统事故。所以中国的电力系统为避免构成系统低频率事故，当频率降低，系统中所有运行备用容量已用完，频率仍不能恢复到规定的允许变动范围时，系统值班调度员要向各地区调度所发布事故拉闸命令，使频率在规定时间内恢复正常。③系统电压中枢纽点运行电压下降至极限值时。如中国电力工业部 1980 年颁布的《电力工业技术管理法规》中规定：如中枢纽点电压下降至所规定的极限值时，为避免系统电压崩溃，发电厂及装有同步调相机的变电所值班人员必须立即利用发电机和调相机事故过负荷能力维持电压，而系统值班调度员应迅速采取措施，必要时应切除负荷。④发电机、同步调相机、变压器、输电线路等电气设备过负荷达到最大允许值而又无法调整时。⑤系统稳定破坏，失去同步运行的受电系统频率很低，为能迅速恢复同步运行，必须在受电系统手动切除部分负荷，当系统具有自动切负荷的稳定控制装置时，仍要事先规定好手动切负荷的顺序表，作为自动装置失

灵时的备用措施。

**事故拉闸序位** 由各级调度机构与有关用电管理部门根据用户用电的重要程度和拉闸后对用户影响的大小编制事故拉闸序位，经上级主管部门批准，并报有关地方部门备案。事故拉闸序位分为地区调度机构的拉闸序位和系统调度机构的拉闸序位。分别为地区和系统值班调度员发布事故拉闸命令的依据。

**事故拉闸命令** 由系统值班调度员发布的有两种方式：①系统值班调度员向其下一级值班调度员发布命令，再由下一级值班调度员根据规定的拉闸序位发命令给变电所（或有直配线的发电厂）值班人员拉闸；②系统值班调度员根据系统调度机构规定的直接拉闸序位，命令有关变电所（或有直配线的发电厂）值班人员拉闸。

由地区值班调度员自行发布事故拉闸命令，仅限于在地区调度范围内的紧急事故处理时使用。

在电力系统事故中，如发电机突然大量过负荷而来不及等待调度命令时，发电厂值长可依据规定，按预先排定的拉闸序位自行切除部分直配线负荷，然后应立即向值班调度员报告。

（李本智）

shijian shunxu jilu

**事件顺序记录** (event sequence recording; sequence of event recording) 反映电力系统中断路器和继电保护装置工作状态的变化，并记录它们的动作时间及区分动作顺序。当电力系统在运行中因人工操作或自动操作使断路器跳闸、合闸，或因设备、线路发生事故引起继电保护动作使断路器跳闸，均将改变电力系统原有的运行状态。在厂站端由运动终端（RTU）或专用装置自动记录这些变化的内容和时间，并将有关记录传送至调度中心，调度中心接收或查询各厂站端有关记录，经过计算机系统处理，打印出按时间顺序编排的运行状态变化记录，这就是事件顺序记录功能。在厂站端自动记录的内容主要有动作断路器的编号、动作时间、动作状态和动作继电保护的名称、动作时间、动作状态。由于该功能能正确区分断路器正常操作和事故动作，在一台以上断路器事故动作时能精确区分动作时间和顺序，其事件分辨率可以达到毫秒级，对分析电力系统事故，判别事故起因，检验继电保护的时间配合和分清事故责任能发挥重要的作用，并有助于电力系统安全分析，防止今后类似事故的再次发生。

**事件分辨率** 事件顺序记录的重要指标，并分站内、站间两种。站内事件分辨率的含义是在同一厂站内一台以上断路器动作的时间区分指标，如站内事件分

分辨率为 5 ms, 意即一台以上断路器动作的实际时间相差大于 5 ms 时能够予以区分, 而小于 5 ms 时则不能区分。同样站间事件分辨率的含义是在不同厂站内一台以上断路器动作的时间区分指标。决定站间事件分辨率精度的关键是全电力系统统一时标, 因为如果全电力系统时间基准不一致, 就无法精确区分各厂站断路器动作的先后, 事件顺序记录亦就失去意义。

**统一时标** 实现全电力系统统一时标有绝对时间统一和相对时间统一两种方式。①绝对时钟是全电力系统采用同一时钟来对时, 由接收天文钟、同步卫星、有源电视、电力系统内部统一时钟等的时间信号来实现。例如采用接收天文钟时间信号对时, 就是调度中心和各厂站同时接收天文台发出的无线电短波时间信号作为绝对时钟基准, 其时间精度在 24 h 内误差不大于 2 ms。当电力系统发生事件时, 各厂站端远动终端在记录事件内容时, 同时记录事件发生的绝对时间, 并传送至调度中心。由于各厂站端用的是统一的天文台时间, 其绝对时间的基准是一致的。调度中心可以按绝对时间顺序编排打印出各厂站端事件记录顺序。关于有源电视和网内统一时钟的原理是同样的。②相对时钟是采用调度中心定时向各厂站端发出对时信号, 用硬件或软件技术来校对各厂站端远动终端的时钟, 当厂站端发生运行状态变化时, 厂站端远动终端记录下变化内容和当地时间, 并向调度中心发送。调度中心接收到各厂站端送来的信息后, 经计算机运算, 计入通道及软件延时, 算得各厂站端事件发生时相对于调度中心的统一时间, 并按此统一时间顺序编排打印出站间事件顺序记录。关于站内事件顺序记录的统一时标则比较简单, 因为各厂站端远动终端均有自己的时钟, 可以按此时间统一。

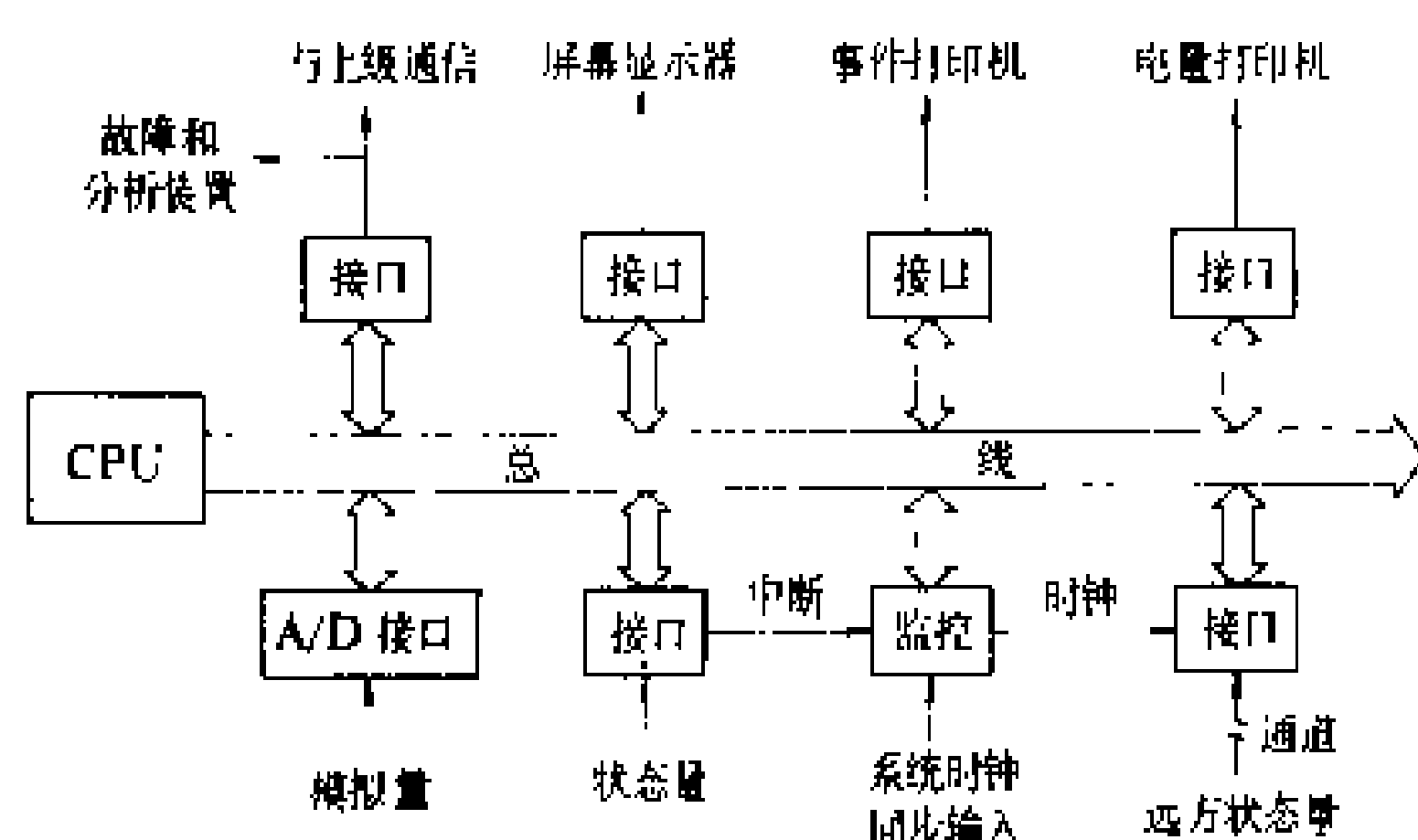
**功能实现** 对于微型远动终端, 事件顺序记录功能可由相应软件来完成。提高功能精度有以下几点因素。

(1) 时钟精度。各远动终端均设有本身的时钟, 通过上述各种对时方式定时进行对时。如果远动终端本身时钟的晶体振荡器精度低, 则在对时区间产生的误差增大, 为此各远动终端必需配置相当精度的时钟。

(2) 扫描周期。事件顺序记录信息的取得是由远动终端中央处理器 (central processing unit, CPU) 定时对站内各断路器状态进行扫描, 检查有无断路器状态变化, 即有无事件发生。扫描周期越短, 站内事件分辨率越高。但扫描周期又受 CPU 负荷和断路器数量限制, 扫描周期过短, 则 CPU 负荷加重; 站内断路器数量多亦势必延长扫描周期。因此必需根据远动终端硬件配置来选择恰当的扫描周期。

(3) 二次回路设计。站内各断路器状态变化通常可以通过继电保护回路出口继电器触点, 二次回路信号继电器触点或断路器位置辅助触点来反映。但上述各类触点动作时间不一, 从数毫秒到数十毫秒, 如果采用不同类型的触点来进行事件顺序编排必然产生相应误差, 因此在二次回路设计中必需统一, 一般宜由断路器辅助触点来反映。

(4) 专用装置。当某些厂站根据需要亦可配置专用的事件顺序记录装置或故障录波装置。专用的事件顺序记录装置结构框图如图所示。装置由 CPU 板及各



专用的事件顺序记录装置结构框图

种接口板构成, 各模拟量经模数转换接口板输入, 各状态量经相应并行接口板输入, 事件顺序记录可以经相应接口板与上级计算机系统通信或向当地屏幕显示器和打印机输出。如果配置需要亦可以故障录波装置与调度用计算机系统相连, 录取故障时多路瞬时交流电压、电流波形, 以供记录、存储和分析之用。

(赵祖康)

shoudong hezha houjiasu baohu

**手动合闸后加速保护** (check line function in manual closing logic)

手动合闸时, 用来加速切除存在着的线路短路故障的一种继电保护装置附加回路。通常是在给出断路器合闸命令的同时, 将可以保护线路全长的延时保护段在规定的短时间内自动改为无时延动作。如果被加速的延时保护段是接在线路电压互感器二次回路上的方向阻抗保护, 为避免因电压为零而使阻抗元件拒绝动作, 还需同时将方向阻抗保护切换为可以保护线路出口短路的非方向性阻抗保护。如果是加速动作值较低的延时零序电流保护, 后加速动作时需带 0.1 s 时限, 以防止线路在手动合闸带负荷过程中, 因断路器三相合闸不同步短时出现零序电流而误动作, 致使手动合闸失败。当加速带方向或电压控制的电流保护时, 一般宜同时取消附加控制, 使最简单的过电流保护直接工作。

(李振和)

shudian nengli

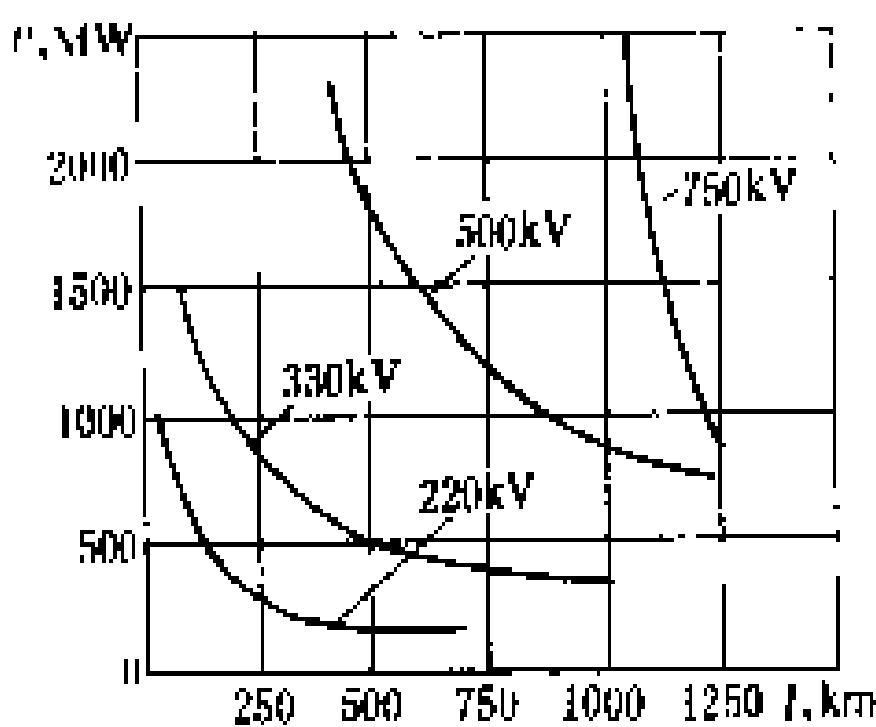
**输电能力** (transmission capability) 在电力系统之间,或在电力系统中从一个局部系统(或发电厂)到另一个局部系统(或变电所)之间的输电系统容许的最大送电功率(一般按受电端计)。如果该输电系统是一回送电线路时,输电能力即等于该线路容许的最大送电功率;如果该输电系统是由多回线路(包括不同电压等级或不同导线截面的线路)所组成,或者有中间系统接入,输电能力指容许的综合最大送电功率。

影响输电能力的因素很多,主要有:送受端之间输电系统的电压等级,送电距离,电力网结构,线路回数,导线分裂根数和截面,以及电力系统安全稳定水平和标准等。表 1 中列出与各种电压等级相适应的单回线输电功率和输送距离的经验数据。与 220 kV 以上电压等级相适应的输送功率和输送距离则示于图中。电力网结构越紧密(线路回数越多,中间有开关站或变电所,或者有中间系统接入),线路导线的分裂根数越多,截面越大,以及系统的稳定水平越高,则输电能力越大;反之则越小。

表 1 与各种电压等级相适应的单回线  
输送功率和输送距离

额定电压 (kV)	输送功率 (kW)	输送距离 (km)
3	100~1000	3~1
6	100~1200	15~4
10	200~2000	20~6
35	2000~10000	50~20
110	10000~50000	150~50
220	50000~200000	300~200

为了使所设计输电系统的输电能力能满足送电任务的需要,又使建设投资和运行费用最经济,应对选定的输电系统方案进行下列各项校验计算,确认允许的输电能力。



220 kV 以上电压等级的  
输送功率和输送距离

(1) 经济输电能力。输电系统正常最大运行方式时的最大送电功率,此时通过导线的电流密度应等于经济电流密度。单回线路的经济输电能力可由式  $W_e = \sqrt{3} U_n s I_j n$  求得,式中  $W_e$  为经济输电能力,  $kV \cdot A$ ;  $U_n$  为线路额定电压,  $kV$ ;  $s$  为每根导线的截面积,  $mm^2$ ;  $I_j$  为经济电流密度,  $A/mm^2$ , 中国现行的规定列于表 2;  $n$  为导线分裂根数。

表 2 导线经济电流密度

导线经济 电流密度 (A/mm <sup>2</sup> )	最大负荷 利用小时 (h)	3000	3000~	5000
		以下	5000	以上
导线材料				
铝		1.65	1.15	0.90
铜		3.00	2.25	1.75

对运行中的输电系统,可用来校验是否处于经济运行状态;对于规划设计中的输电系统,可用来初步选择系统方案和导线规范。

(2) 热稳定极限输电能力。输电系统各并列运行的回路达到允许持续载流量时的综合送电容量,单回路线路可用  $W_{max} = \sqrt{3} U_n I_{max} n c$  来算得,式中  $W_{max}$  为极限输电能力,  $MV \cdot A$ ;  $I_{max}$  为每根导线在周围空气温度为 25℃ 时的允许持续载流量,  $kA$ ;  $n$  为导线分裂根数;  $c$  为温度修正系数,见表 3。

表 3 周围空气温度修正系数

周围空气 温度(℃)	10	15	20	25	30	35	40
修正系数	1.15	1.11	1.05	1.0	0.94	0.88	0.81

(3) 电压降允许输电能力。根据最大允许的线路电压降所确定的输电系统送电容量。如果忽略电压降的横分量,单回线路的允许输电能力可用  $P = \frac{\Delta U \% \times U_n^2}{(r_0 + x_0 \tan \varphi) l \times 100}$  求得,式中  $P$  为允许输电能力,  $MW$ ;  $\Delta U \%$  为最大允许电压降,  $\%$ ;  $l$  为线路长度,  $km$ ;  $r_0$  和  $x_0$  为线路单位长度的电阻和电抗,  $\Omega/km$ ;  $\varphi$  为线路受端功率因数角。这种输电能力可用以检验运行中线路或规划设计中的较长线路的电压等级和导线规范是否满足正常和故障运行方式所规定的电压水平,判断是否需要采取调压措施或提高电压等级。

(4) 系统稳定性允许的输电能力。根据系统静态

表 4 单回线路自然功率

电压等级 (kV)	导线分裂 根数	波阻抗 (Ω)	自然功率 (MW)
110	1	380	32
220	1	380	127
	2	340	142
330	2	310	353
500	4	270	925
750	4	260	2160

和暂态稳定性所确定的极限输电能力，并计及相应的储备系数（见电力系统稳定）。

(5) 自然功率。有限长度单回线路末端连接的负荷阻抗等于波阻抗时所输送的功率。该线路为无损耗，末端电压等于额定电压时，自然功率  $S_n=U_n^2/Z_c$ ，MW，式中  $Z_c$  为波阻抗， $\Omega$ 。单回线路的自然功率见表 4。

(雷衍鸿)

shudianwang dianya tiaozheng

**输电网电压调整** (voltage regulation of transmission network) 调整输电网电压，使其在规定的范围以内。输电网，特别是 220 kV 及以上电压电力网，一般为电力系统主干网络，其电压调整关系到系统内各级电压网络的供电电压质量和电力系统的稳定。220 kV 及以上电压电力网的充电功率对运行电压有较大影响。做好输电网电压调整的基础是全系统无功功率分层分区平衡和对高电压长距离大容量输电线路的无功补偿。（见电力系统电压特性）

**电压变化原因** 电力系统运行时，除系统发生事故而引起电压变化外，正常运行时的电压变化主要是由于负荷的变化而引起。高峰负荷时，因负荷大，故电压降大，运行电压低；低谷负荷时，负荷小，电压降小，运行电压高。此外，电力系统运行方式的改变和输电网输送潮流的改变都会引起电压的变化。

**运行电压变动范围的规定** 根据电气设备的绝缘水平以及用户对电压的要求而定：①允许最高电压。根据

表 1 220 kV 及以上额定电压和允许的最高电压

额定电压 (kV)	最高电压 (kV)
220	242
330	363
500	550

据中国国家标准GB156—80《额定电压》，220 kV 及以上额定电压和允许的最高电压如表 1。国际电工委员会（IEC）出版物 38，IEC 标准电压，1983 年相应推荐值，如表 2。②正常及事故运行方式时的电压允许偏差，中国能源部部

标准 SD325—89《电力系统电压和无功电力技术导则》（试行）中有如下的规定：“500（330）kV 母线：正常运行方式时，最高运行电压不得超过系统额定电压的 +10%；最低运行电压不应影响电力系统同步稳定、电压稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。发电厂和 500 kV 变电所的 220 kV 母线：正常运行方式时，电压允许偏差为系统额定电压的 0~+10%；事故运行方式时为系统额定电压的 -5%~+10%。”在实际运行中每个电压监测点及电压中枢点的电压变动范围均由调度部门根据以上原则具体规定。

**输电网运行电压调整方法** 主要有：①利用接入

220 kV 及以上电力网的大容量发电机进行电压调整。

表 2 对应表 1 的 IEC 推荐标准电压值

设备最高电压 (kV)	系统标称电压 (kV)
245 (363) 420 525 或 550 765	220 或 230   +

注：括号内为非优先选用值，建议将来新建系统不用此值，所列值为相同值。

大容量的发电机除迟相运行发出无功功率，提高电力网电压外，还能进相运行，以利在系统低负荷时从系统吸收多余的无功功率，防止电压过高。②利用装设在电压中枢点的调相机进行电压调整。调相机可向电力网发出无功功率或从电力网吸收无功功率，改善电力网功率因数，调整电力网运行电压。③投切并联电抗器调整电压。④受端系统装设静电电容器调整电压。电容器可分组投切以适应负荷变化。⑤改变变压器分接头。⑥改变系统接线方式和调整输送潮流等。

(沈培厚)

shudian xitong de zantai kekaoxing zhunze

**输电系统的暂态可靠性准则** (transient reliability criteria of transmission system)

衡量输电系统动态情况下安全性的准则。由于问题性质的复杂性，直到目前用概率法来评估安全性还是极为困难的，因此这类准则大多是确定性的。采用的评估方法包括检验系统承受一系列对它产生危险影响的事件的能力和系统不能承受某种特定事件时必须采取的措施。

准则主要考虑的是电力系统稳定问题。对远距离输送大容量电力的国家，系统的稳定问题至关重要，如

一些国家采用的稳定准则

国 别	静态稳定	暂态稳定
澳大利亚	不考虑	二相接地短路，故障线路切除
巴 西		单相接地短路，不重合
北欧系统 (瑞典、挪威、芬兰、丹麦)		(1)三相短路、重合成功 (2)单相永久性接地短路，线路切除 (3)母线三相短路 (4)联络线跳闸 (5)失去一台发电机组

续表

国 别	静态稳定	暂态稳定
中 国	正常运行方式 (1)按功角判据静态稳定储备系数 $K_p \geq 15\% \sim 20\%$ (2)按无功电压判据静态稳定储备系数 $K_u \geq 10\% \sim 15\%$ 事故后运行方式 $K_p \geq 10\%, K_u \geq 8\%$	(1)单相接地短路、重合成功;单相永久性接地短路,重合不成功 (2)母线单相接地 (3)失去一台发电机组 (4)三相短路不重合(允许采取各种可行措施)
加拿大魁北克系统	不考虑	(1)任何 735 kV 输电系统元件单相接地短路,系统不失去稳定(满负荷情况下,损失的发电容量应小于 5%) (2)735kV 线路永久性单相接地短路,故障线段在 6 个工频周波内切除,不失去稳定
日本东京电力系统	不考虑	(1)输电线路三相短路接地重合不成功 (2)母线三相短路接地

澳大利亚、加拿大、中国、北欧国家、苏联、美国和日本等。表中示出这些国家稳定准则中所考虑的事件。

参考书目

Juseret R. Reliability Criteria Used in Various Countries. Electra, No.110, 1983

(吴克昌)

shudian xitong kekaoxing

**输电系统可靠性** (transmission system reliability) 评估从电源点输送电力到供电点按可接受标准及期望数量满足供电负荷电力和电量需求的能力的度量。输电系统一般为 220 kV 及以上的超高压系统,它由大容量输变电设施(变压器、开关设备、输电线路、互感器、避雷器等)组成。研究输电系统可靠性时,假定发电系统和配电系统均运行正常并能满足供电需要,在输电元件发生计划及非计划停运时,对输电系统满足供电需求的充裕度及安全性进行评估。充裕度可用负荷供应能力来度量,而安全性则可用输电系统对规定的严重事件承受能力来度量。

**特点** 输电系统的可靠性计算较发电系统的复杂和困难得多,这是由于以下两方面原因造成的。

(1) 输电系统的充裕度必须经潮流或稳定计算求

得,而且电力潮流的分布和电压水平与系统元件的可用率有关。

(2) 组成输电系统的元件多,运行状态复杂而输电系统的覆盖面广,各种故障状态的组合量又非常多,因此一个实际的大输电系统的可靠性计算工作量非常大,必须设法简化状态,即选取一部分影响较大的状态而舍弃影响较小的状态。即使采取了上述措施仍需要复杂的状态模型、大容量的计算机和相应的软件以求得概率性指标。因而目前大多数国家仍继续使用确定性准则和指标来评价输电系统的可靠性。最广泛采用的确定性准则可归纳为  $N-1$  和  $N-2$  两个准则。(见输电系统可靠性的确定性准则)

计算步骤 归纳为如下两步。

(1) 选择一种或几种基本情况,检验系统的承受能力。这些基本情况应当是相当于系统最严重的运行情况并且是综合了规划和运行人员的经验。这些基本情况的负荷条件、发电调度和网络结构应是不同的。

(2) 对选定的各种基本情况检验它们在一系列的发电或输电事件中,系统的承受能力:①流经系统各元件的潮流应保持在允许限度之内。通常是静态下的最大允许值(一般为热容量极限,有时包括稳定极限)或事故情况下允许短时过负荷值。②网络节点的电压变化应保持在允许限度之内,视额定电压的不同,其变化范围约为 85%~110%额定电压。

在评估现代大电力系统可靠性中,输电系统经常与发电系统一起作为大电力系统或发输电合成系统(见发输电合成系统可靠性)来进行评估。

参考书目

CIGRE, WG03 of SC38. Power System Reliability Analysis Application Guide. 1987

(吴克昌)

shudian xitong kekaoxing de quedingxing zhunze

**输电系统可靠性的确定性准则** (deterministic criteria of transmission system reliability)

校核输电系统可靠性所采用的一系列制约事件或条件。

**确定性准则分类** 主要有  $N-1$  准则、 $N-2$  准则和其他准则等三类。

$N-1$  准则 是各国最广泛采用的输电系统充裕度准则。在这项准则中模拟失去一个网络元件(线路、变压器等,有时还考虑无功补偿设备)或一台发电机。大多数国家的  $N-1$  准则中只考虑失去一个网络元件,只有少数国家考虑发电机停运。

$N-2$  准则 模拟失去二个系统元件,即失去二个网络元件或一个网络元件和一个发电元件。这个准则



没有  $N-1$  准则应用的广泛,因为二个元件同时发生故障的概率是较少的。

有些国家在模拟  $N-2$  准则时采用的检验基本情况与  $N-1$  准则的相同,也有些国家还考虑一些对其系统有严重影响的特殊双重事件情况,例如,两条主要线路相继跳闸,在采取按频率降低自动减负荷后能否防止系统崩溃,连接核电厂至系统的双回线或两条线路同时跳闸的严重情况等。

其他准则 除  $N-1$  和  $N-2$  二种主要准则外,有些国家还制定了考虑更严重情况的准则,如:①失去一

组母线及其相应的线路;②可靠性准则一般不考虑的,但发生后会造成系统重大事故的多重故障和连锁跳闸。这两种情况很难从改进网络结构解决而主要依靠提高运行水平和装设安全自动装置来防止系统崩溃,如保持足够的无功备用、远方切负荷或速切负荷、有计划的解列、切机或快速关闭主汽门和电气制动等措施。

**各国采用的输电系统规划可靠性准则** 表中所示为引自大电网会议 37 工作组报告中的一些国家在输电系统规划中所使用的可靠性准则。

一些国家的输电系统规划可靠性准则

准 则 条 件		澳 大 利 亚	巴 西	西 德	日 本	瑞 典	英 国	美 国
N-1 准则		1N	1N	1N 或 1G	1N 或 1G	1N 或 1G	1N 负荷小于 60 MW 地区	1N 或 1G
N-2 准则		1N+1N <sub>m</sub>	—	—	2W (对主干网)	—	1N+1N <sub>m</sub> 负荷大于 60 MW 地区	—
失去母线		—	—	✓	—	✓	—	—
多重故障		—	—	—	—	—	—	—
检 验 项 目	(1) 潮流转移	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	(2) 电压极限	—	✓	✓	✓	✓	—	—
	(3) 解列和崩溃	—	—	—	—	—	—	—

注:1 N 为一个网络元件停运;1 N<sub>m</sub> 为一个网络元件计划停运;1 G 为一台发电机停运;2 W 为二条线路停运;✓为考虑该条件;—为不考虑该条件。

**参考书目**  
CIGRE, WG03 of SC38. Power System Reliability Analysis, Application Guide. 1987  
(吴克昌)

shuju caiji yu jiankong  
**数据采集与监控** (supervisory control and data acquisition, SCADA) 见电力系统监视控制。

shuju fuyongai  
**数据复用器** (multiplexer for data communication) 把若干个分散的低速数据信号组合成一个单一的高速数据信号或将一个高速数据信号分解为若干低速数据信号的设备。使用数据复用器的目的是在数据传输中,允许两个或多个数据源共享一个公共的高速数字信道。按其复用原理可分为频分复用和时分复用。

频分复用 为了在一条公共线路上传输若干个基带信号,将具有一定频带宽度的线路划分成在频率上

相互错开的不同信道,以完成多个数据源共享高速数字信道的复用技术。基本方法是采用频率搬移技术,即将每个基带信号搬移到各不相同的传输频率范围内,搬移的方法通常采用单边带调幅制。频分复用的基本原理如图 1 所示。

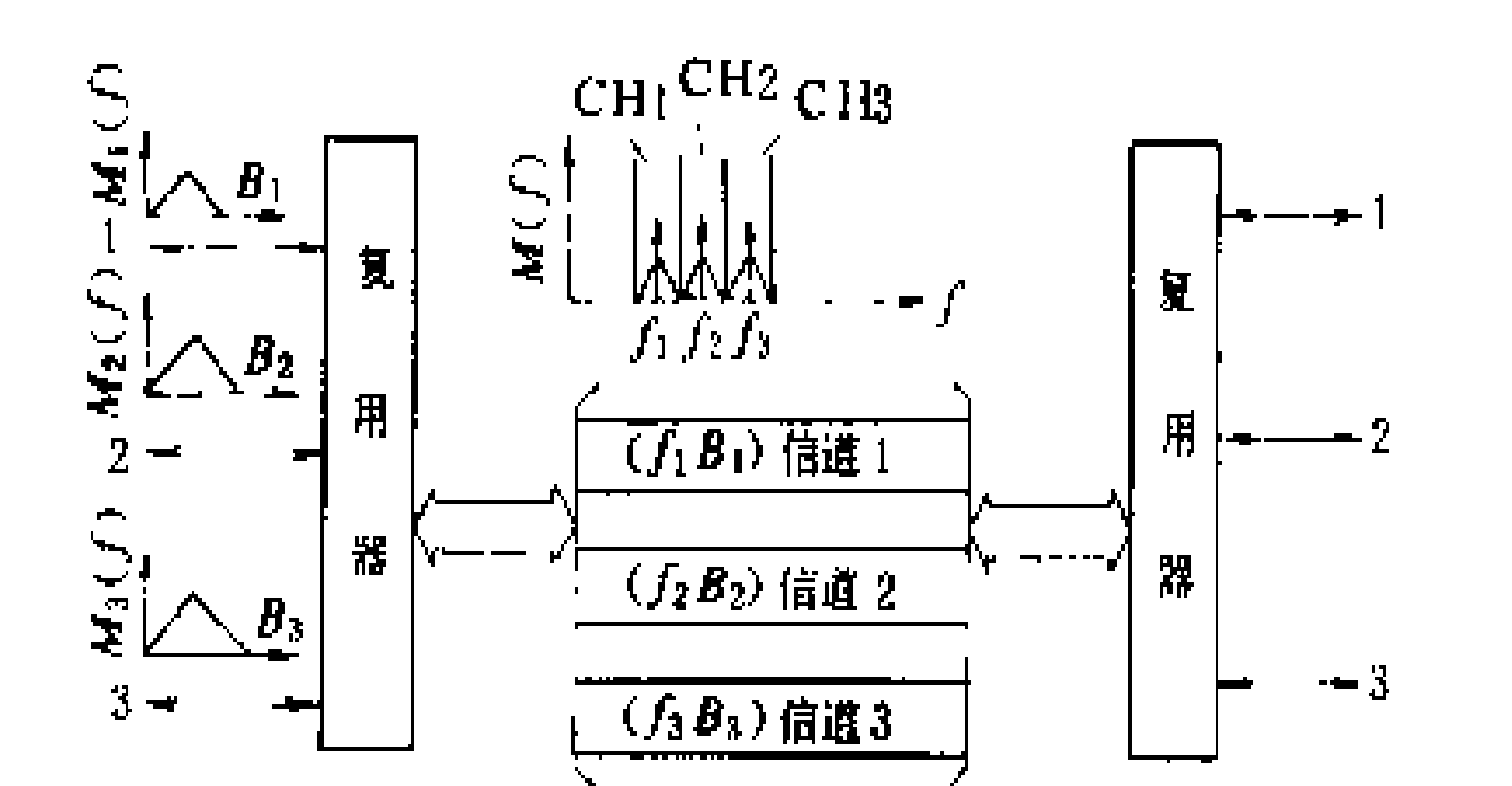


图 1 频分多路复用原理  
CH1—信道 1;CH2—信道 2;CH3—信道 3;M<sub>i</sub>(f)—第 i 路数据信号谱;M(f)—复用后在公共传输线上的信号谱

频分复用器的基本结构如图 2 所示。  
时分复用 为了在一条高速数字传输线路上传输若干个低速数据信号,通过比特交织或字符交织使各路数据在时间上占用相互错开的不同时间隙的复用。时

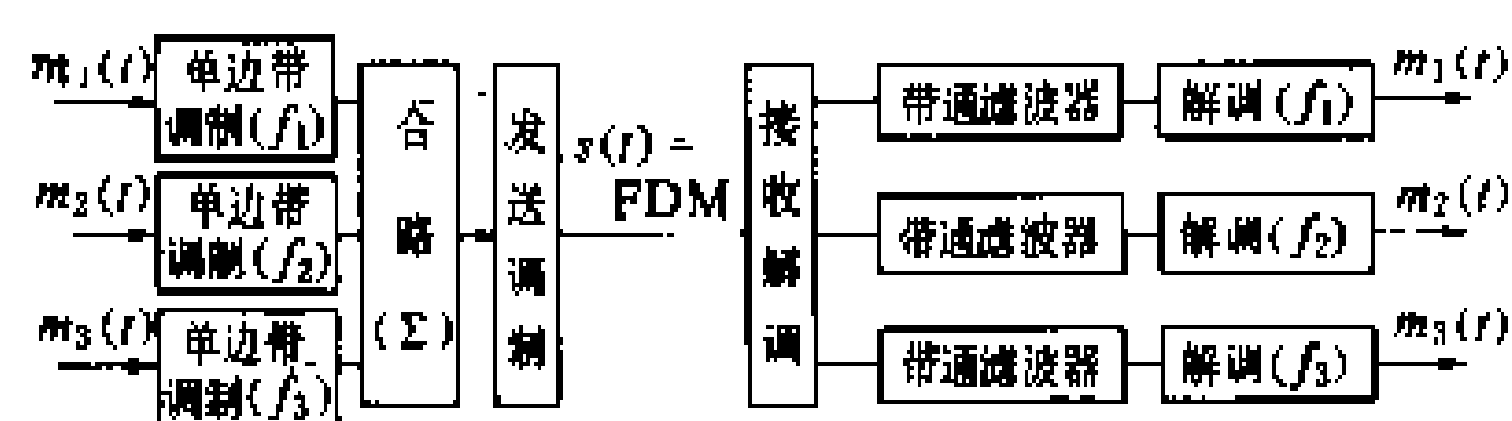


图 2 数据频分复用器基本结构 (三路)

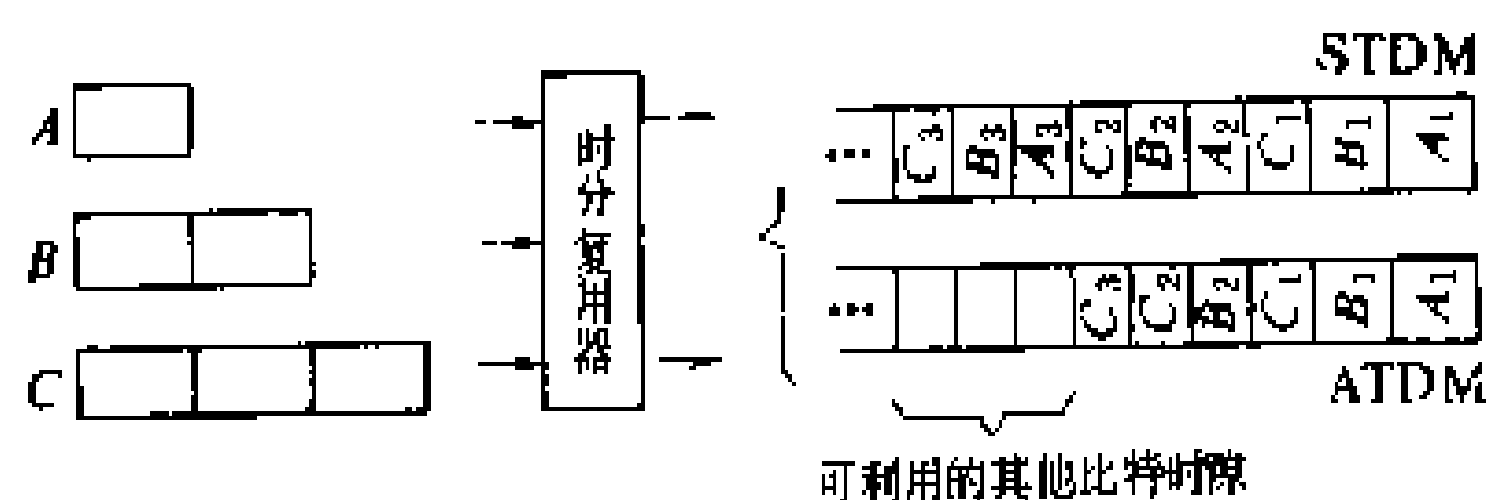


图 3 时分复用的基本概念

分复用可分为同步时分复用 (STDM) 和异步时分复用 (ATDM)，其基本原理如图 3 所示。其中，异步时分复用又可分为智能时分复用 (ITDM) 和统计时分复用 (stochastic time

division multiplex)。SA—速率匹配器；SYN—帧同步序列生成；MUX—完成同步时分复用或异步时分复用

时分复用器的基本结构如图 4 所示。

时分复用器标准 国际电报电话咨询委员会 (CCITT) 建议的标准有：R101、R111、R102、R112、R105、X. 50、X. 50bis、X. 51 和 X. 51bis。

#### 参考书目

[英] 布里扎德著，数据通信手册，海文学译，北京：人民邮电出版社，1987

(马永超)

shuju jizhongqi

**数据集中器** (data concentrator) 连接于多个不同种类的异步数据终端与主计算机之间实现数据通信任务的一种缓冲式集线设备。与数据多路复用器 (不包括智能型复用器) 不同，它允许连接到它的数据源的总和速率可以超过公共传输媒体可提供的最高速率。数据集中方式有两种，一种是信息集中方式，另一种是线路集中方式。

图 1 示出数据集中器专线通信系统的构成图。数据集中器具备有存贮转发、统计复用、虚拟终端等功能。

存贮转发 当给集中器配备大容量存贮器或容量足够大的主存贮器时，集中器就可当作一个存贮转发

设备。它将完整地组合来自网络终端的数据报文或报文块，并存放在存贮器中，然后馈送给主计算机。

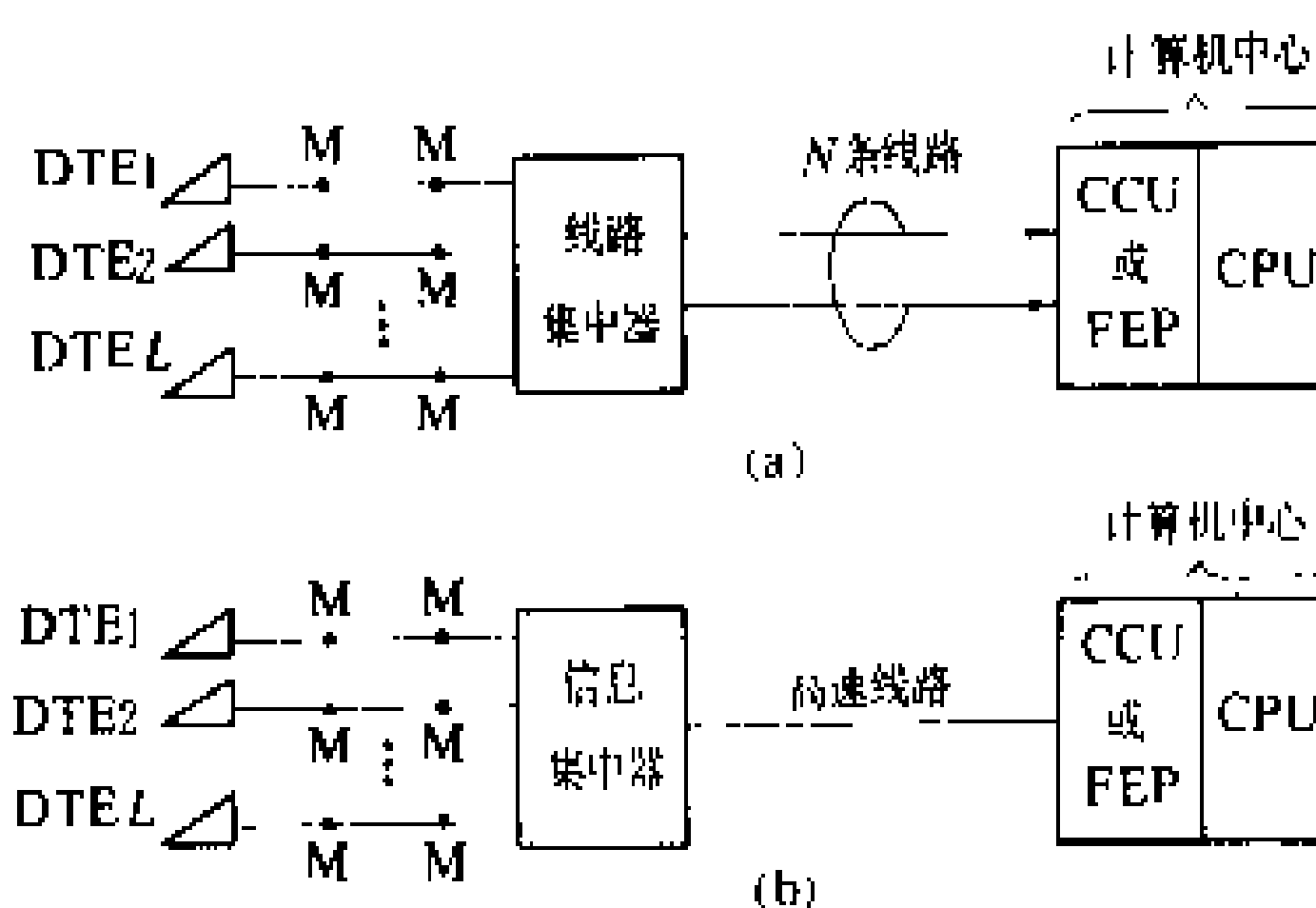


图 1 数据集中器专线通信系统的构成

(a) 线路集中方式；(b) 信息集中方式

DTE—数据终端；M—调制解调器；CCU—通信控制器；

FEP—前置处理机； $L > N$

统计复用 应用这种复用方式，高速线路时段与各终端时段之间无需一一对应。当某一终端不传送信息时，就不赋予其高速线路时段，而将该时段给予其他传送信息的终端。因此，在高速线路上传输的数据不再像同步时分多路复用那样按顺序出现。为此，每一个数据块都必须带有它的源地址和目的地址，以便识别该数据块来源及流向。高速线路上传送的数据报文的一般格式如图 2 所示。

同步字 (SYN)	地址 (ADR)	数据信息 (information)	校验码 (BCC 或 BCS)
--------------	-------------	-----------------------	--------------------

图 2 数据报文格式

虚拟终端 由于集中器能够进行格式和代码转换、速度变换以及差错控制。因此通过集中器呈送给主机的报文需具有统一的标准和格式，以便于使网络与主机兼容，不同的网络终端经过集中器映射后，对于主机而言都变成了标准终端。集中器的这一功能称为虚拟终端功能。

#### 参考书目

[英] 布里扎德著，数据通信手册，海文学译，北京：人民邮电出版社，1987

(马永超)

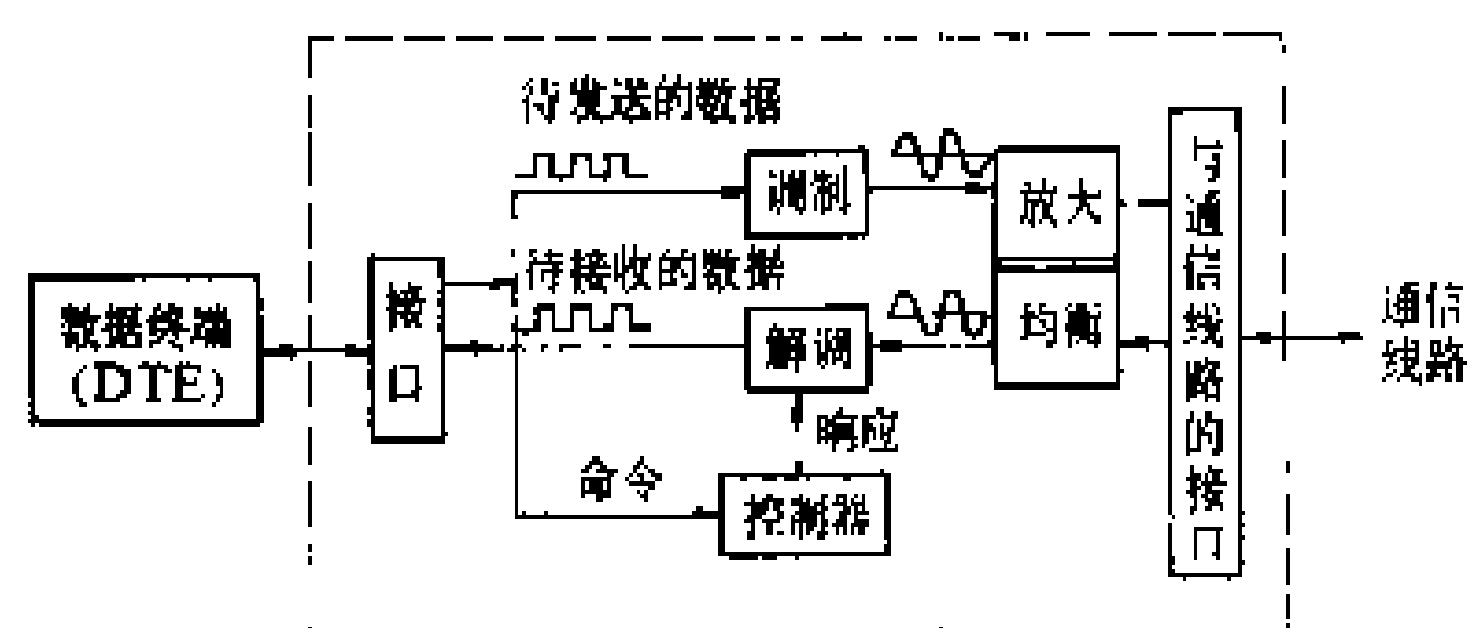
shuju tiaozhi jietiaoqi

**数据调制解调器** (modem for data communication)

位于数据终端设备与模拟通信线路之间，用以实现将数字信号变换为可在线路中传输的模拟信号和将模拟信号变换为数字信号的设备。

调制解调器的构成 包括接口、调制与解调、控制器等部分 (见图)。





调制解调器的基本构成

**接口** 完成与数据终端及通信线路的信号匹配,包括电气的、机械的、功能的以及其他特性。(见数据通信接口标准)

**调制与解调** 实现数字信号与模拟信号的转换,共有三种基本的调制和解调方法。(见数据信号调制方式)

**控制器** 完成与数据终端的通信,接受命令并给出响应,控制调制解调器的工作方式及工作状态。对于智能式调制解调器,其控制器为可编程的控制处理器。

**调制解调技术标准** 实现各种数据信号调制方式的技术规定。

**Bell 标准** 由美国电报电话公司(ATT)所属的贝尔实验室制定。它包括 Bell103、Bell212、Bell201、Bell208 等。

**CCITT 标准** 国际电报电话咨询委员会(CCITT)在 V 系列建议中给出的标准。它规定了在电话网和专用线上传输数据时调制解调器应遵守的各项技术指标。这些建议包括:V. 21、V. 22、V. 23、V. 26、V. 27、V. 29、V. 32、V. 33 和 V. 42 等。欧洲调制解调器生产厂家遵守 CCITT 制定的标准,原采用 Bell 标准的北美现也已逐渐采用 CCITT 标准。

**调制解调器分类** 数据调制解调器按传输速率可分为低速、中速和高速调制解调器,其传输速率从 300~72000 波特以至更高。按传输信道则可分为适用于专线的调制解调器和适用于交换线路的调制解调器;按传输方式可分为同步的和异步的调制解调器;按传输频带可分为话音频带(300~3400 Hz)和宽带(60~108kHz)型调制解调器。按所接的数据终端个数可分为接一条外线的单体型调制解调器与设置在计算中心接多条外线的集线型调制解调器。随着数据通信的发展,调制解调器的功能也在不断增加,按照功能可分为:缓存式、数字声音混合式、多端口式以及具有各种综合功能的可编程式协议调制解调器。这些调制解调器不仅能完成基本的调制解调,还能完成一定的附加功能。如缓存式调制解调器,当与它相连的数据终端不能接收它送去的数据时,则可以暂时存放这些数据。这种功能在电子邮件场合特别有用,可以在数据终端

忙于其他事务或者在关机时存贮相应的送往数据终端的数据。数字声音混合式调制解调器则能同时为声音和数据分别提供独立的信道。多端口式调制解调器可实现附加的多路复用功能。可编程式协议调制解调器(也称智能调制解调器)能监测和控制线路的各种状态,并进行检错及纠错,存贮电话号码和自动拨号、自动应答,提供时钟及控制收发双方的同步信号等。

**智能调制解调器** 第一台智能调制解调器来自贺氏(Hayes)公司,这是一个微机调制解调器,利用命令-响应语言与 PC 机相互作用。这个命令-响应语言集合称为 Hayes 集,由于该命令集中每条命令行前均有 AT 字母,所以也称该命令集为 AT 命令集。对这种调制解调器,根据所设置的命令,既可选择 CCITT 标准也可选择 Bell 标准。智能调制解调器不仅局限于微机调制解调器,在公用数据网中使用带有 MNP 规约的调制解调器也是一种智能调制解调器,用它可以实现对公用网络的可靠拨号访问。MNP(Microcom Network Protocol)是由微通信公司(Microcom)制定的网络控制通信规约,适合于有差错改正的调制解调器之间的数据传输,也适合于分组交换网的差错保护异步访问。它包含三个协议:链路协议、会话协议和传输协议。链路和会话协议实现 OSI 模型中的同名层功能;文件传输协议执行 OSI 中的表示和应用层的功能。MNP 规约有 6 个不同等级,规约的内容和功能是逐级提高的。第一级提供双向交替式(半双工)面向字节的异步数据交换;第二级提供双向同时式(全双工)面向字节的异步数据交换;第三级提供双向即时面向比特的同步数据交换;第四级增加被动式包组装和数据阶段优化;第五级提供一种数据压缩算法来提高数据通过量;第六级增加了统计分工与通用链路协商两个特征;前者提供一种算法,以监视数据传输模式、动态分配半双工线路、改善全双工服务;后者允许具有可变速率的两个 MNP 调制解调器开始以低速异步方式互相通信,然后对高速的使用进行协商,如果发现双方都可进行同步通信时便自动转换为同步模式。对 MNP 规约及其有关调制解调器的规定是 CCITT 推荐的标准 V. 42 的一部分内容。

(马永超)

shuju tongxin

**数据通信** (data communication) 按某种规约(协议),使用数据传输和数据处理的方法,在数据终端之间进行的信息交换。它是继电报、电话通信后的另一种通信方式。现代化电力系统的运行管理等多种业务均需要数据通信为之服务。

**数据** 事实、概念或指令的表现形式。它适于由人



或自动装置进行通信、解释或处理。如一张由文字和数字组成的报表,某些带有特定意义的字符串,电力系统中的遥测量、遥控命令编码以及在计算机网络中的具有一定编码格式和位长要求的数字信息等,均可称为数据。

规约(协议) 一套语意或语法规则。用于规定数据功能部件在信息交换过程中的行为。没有规约或采用不同内容的规约就无法进行直接的数据通信。

数据功能部件 具有对数据收集、发生、接受、分配、处理功能实体的统称。如能发生所传输数据称为数据源的部件,能接收数据称为数据宿的部件以及能处理和交换数据的计算机等。

数据传输 利用通信手段使数据通过传输媒介从一点传送到另一点的过程。数据传输按其传输方法有并行传输和串行传输两种。串行传输又有异步传输和同步传输的区别。异步传输又称起止式传输。它是以字符为单位,通过在字符的前后加上起止位来达到收发双方保持字符同步的一种传输方式。同步传输是以固定的时钟节拍来发送数据信号,通过确知每一比特的出发和到达的时间来保持比特、帧或规约数据块的同步的一种传输方式。异步传输序列与同步传输序列的示意图如图 1 所示。

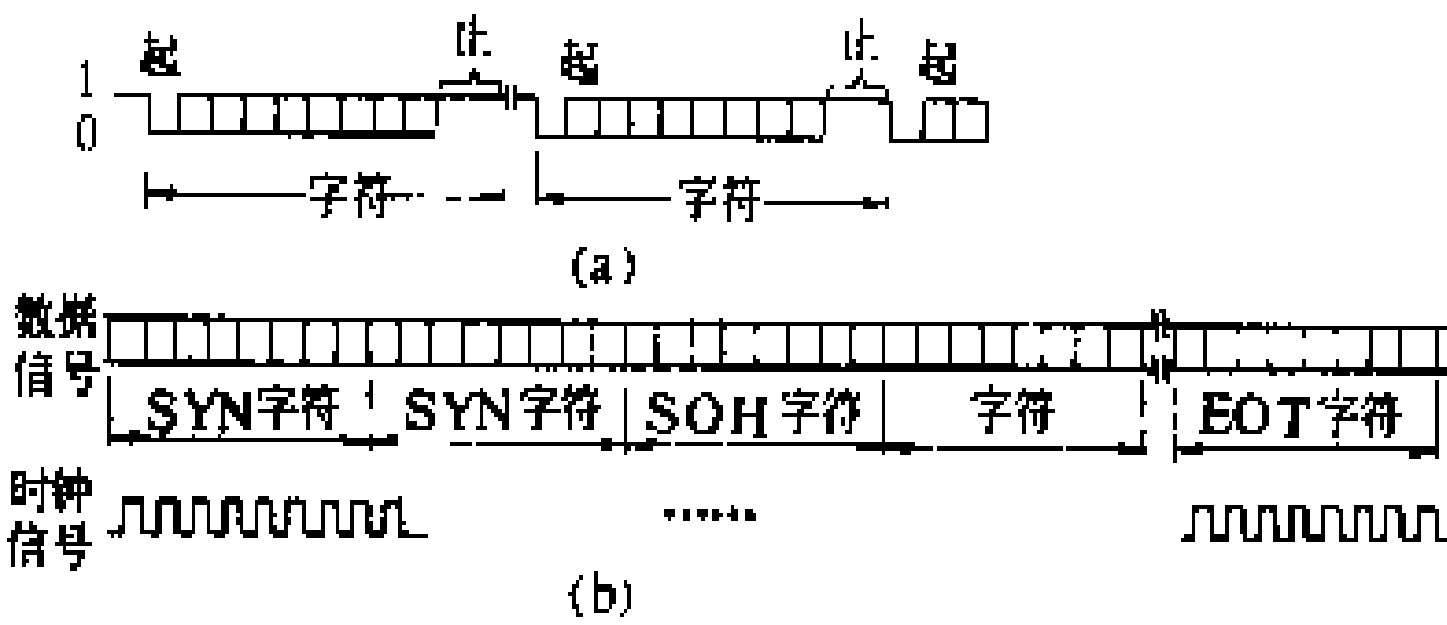


图 1 异步传输与同步传输序列  
(a) 异步传输; (b) 同步传输

SYN—同步字符; SOH—标题开始字符;  
EOT—传输结束字符

数据传输设备包括传输信道及数传机两部分。传输信道按介质可分为有线信道和无线信道;按信号形式可分为模拟信道和数字信道。衡量信道质量的技术指标有信道速率和信道传输比特差错率。数传机也叫数据电路终接设备,是一种在数据终端设备和传输线路之间提供信号变换和编码的设备。其作用是把数据流变换成适于信道上传输的数据信号。常用的数传机由调制解调器、传输控制器等组成。

数据处理 在数据功能部件中作用于数据的行为。包括对数据的收集、解释、运算、分析、管理、存储、编码、交换、控制等。常用的数据处理设备有计算机和带有通信控制器的数据智能终端。

数据通信系统是数据终端通过传输媒介的连接相

互间传递数据的通信系统,如图 2 所示。

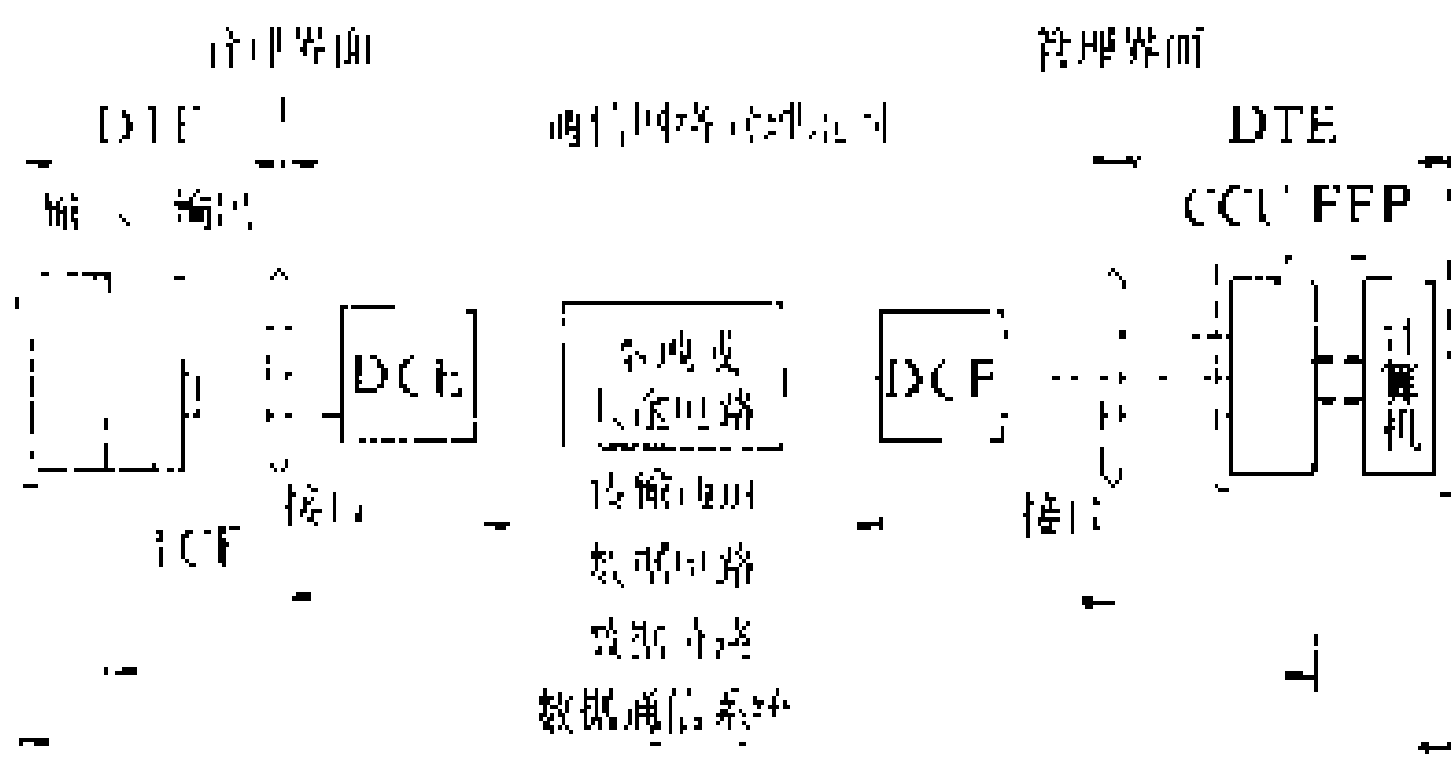


图 2 数据通信系统示意图

DTE—数据终端设备; DCE—数据电路终接设备;  
TCE—传输控制器; CCU/FEP—通信控制器/前端  
处理机

在电力系统中有许多不同用途的数据通信系统,例如由调度自动化计算机系统和多个运动终端组成的能量管理系统(EMS),数据采集与监控系统(SCADA系统),由各级调度自动化系统组成的电力系统调度分层控制的数据通信网,利用电话网传输数据的微机办公自动化系统等都包含着数据通信系统。

(马永超)

shuju tongxin jiekou biao zhun

**数据通信接口标准** (data communication interface standards) 为数据终端设备与数据电路终接设备界面间的连接部件统一规定的标准,包括电气特性、机械物理结构及各连接线功能。

**电气特性** 配置在数据终端设备(DTE)和数据电路终接设备(DCE)之间的接口电路,要根据使用要求选用中国国家标准:国标 GB3455—82,国标 GB7618—87,国标 GB7619—87。

国标 GB3455—82 《非平衡双流接口电路的电气特性》,等效于 CCITT V.28 建议。该标准适用于数据信号速率在 20 kbit/s 以下的接口电路。

美国电子工业协会(EIA) RS-232-C 有关接口电路的电气特性与 CCITT V.28 兼容。

国标 GB7618—87 《在数据通信领域中同集成电路一起使用的非平衡双流接口电路的电气特性》,等效于 CCITT V.10 建议。该标准适用于数据信号速率在 100 kbit/s 以下的接口电路。

EIA 的 RS-423-A 规定的接口电路电气特性与 CCITT V.10 兼容。

国标 GB7619—87 《在数据通信领域中同集成电路一起使用的平衡双流接口电路的电气特性》,等效于 CCITT V.11 建议。该标准适用于信号速率高达 10 Mbit/s 的接口电路。



EIA 的 RS-422-A 规定的接口电路电气特性与 CCITT V.11 兼容。

**机械物理结构** 适用的国际标准有 ISO 2110 和 ISO 4920。

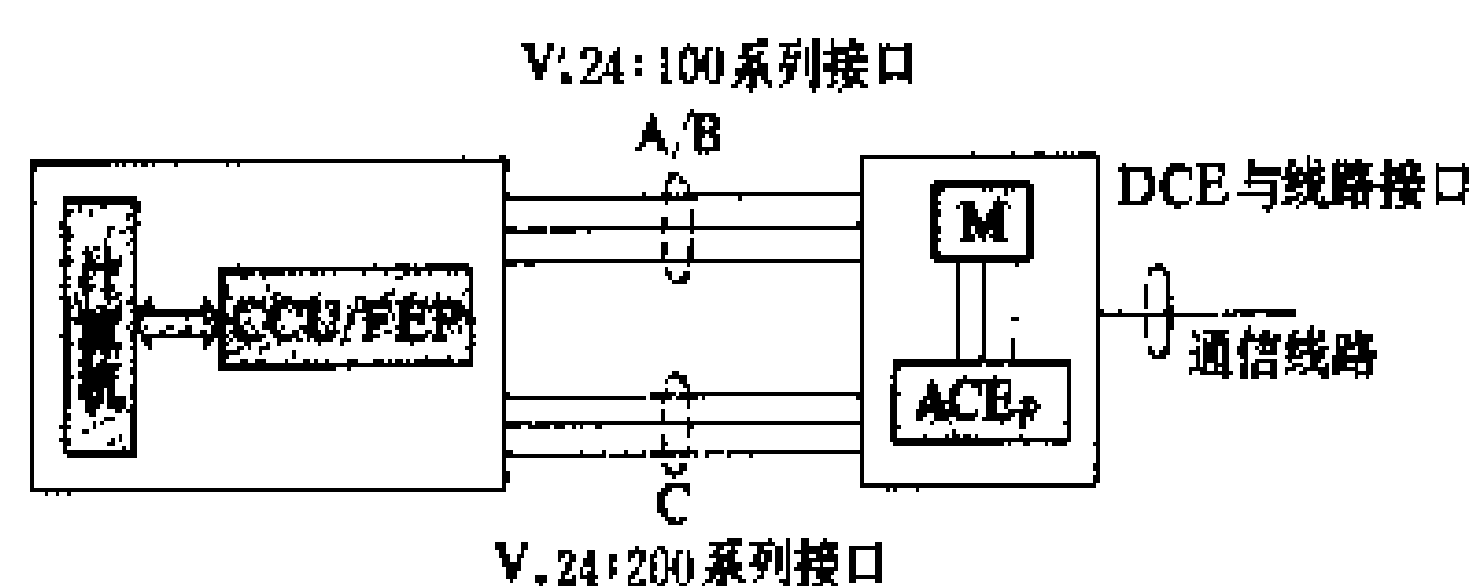
国际标准 ISO 2110 《信息技术-数据通信-25 插针 DTE/DCE 接口连接器及接触件号分配》标准,适用于话音频带调制解调器和自动呼叫器等设备的接口电路。

EIA 的 RS-232-C 和 EIA 的 RS-366-A 的有关机械特性与 ISO 2110 兼容。

国际标准 ISO 4902 《数据通信-37 和 9 插针 DTE/DCE 接口连接器及插针分配》标准,适用于话音频带和宽带调制解调器的接口电路。

EIA 的 RS-449 的有关机械特性与 ISO 4902 相兼容。

**连接线功能定义** DTE 和 DCE 之间的接口功能和电气特性应符合国标 GB 3454-82 (等效于 CCITT 建议 V.24)《数据终端设备 (DTE) 和数据电路终接设备 (DCE) 之间的接口电路定义表》。该定义表定义了 100 系列和 200 系列两种类型的接口电路。图中示出使用这两种接口电路的连接方式。



接口电路的连接方式

CCU—通信控制单元; FEP—前置处理机

**100 系列接口电路** 100 系列接口电路适用于 DTE 与调制解调器 (MODEM) 之间、DTE 与串行自动呼叫器和/或自动应答器之间的接口连接。

当设备之间使用 100 系列接口时, DTE 和 DCE 均应根据系统要求, 选择符合 100 系列中的有关接口电路。

不同类型的调制解调器使用的接口电路, 在相应 V 系列调制解调器建议中作了规定。

EIA 的 RS-232-C 和 EIA 的 RS-449 规定的接口电路与 CCITT V.24 中 100 系列基本接口电路的功能和电气特性相兼容。

**200 系列接口电路** 当 DTE 与并行自动呼叫器连接时, 应使用 200 系列定义的各接口电路。

EIA 的 RS-366-A 与 CCITT V.24 中 200 系列接口电路的功能和电气特性基本上相兼容。

**DCE 与通信线路的接口** 包括 DEC 和电话自动

交换网用户电路的接口、DEC 和专线载波电路的接口、DEC 和专线电缆的接口、DEC 和专用数字电路的接口等。

DCE 和电话自动交换网用户电路的接口 应符合国标 GB7617-87 (等效于 CCITT 建议 V.2)《在电话线路上数据传输的功率电平》及国标 GB3384-82《模拟载波通信系统网路接口参数》的有关规定。

DCE 和专线载波电路的接口 应符合 CCITT V.2 建议及国标 GB3384-82 中的有关规定。

DCE 和专线电缆的接口 包括以下三点。

(1) 连接方式为四线或二线输入/输出。

(2) 输入输出阻抗: ①载频传输时为 600Ω/平衡; ②基带传输时, 当 ≤2400 bit/s 时为 600 Ω/平衡; 当 ≤4800 bit/s 时为 300 Ω/平衡; 当 ≤9600 bit/s 时为 150 Ω/平衡。

(3) 发送电平: ≤0 dBm。

DCE 和专用数字电路的接口 利用数字电路可以更有效地实现数据的传输。在专线数字电路上采用数字数据传输方式时, 数据设备和 64 kbit/s 数字话路的数字接口标准应符合 CCITT G.703 建议《分级数字接口的物理/电气特性》和国标 GB7611-87《脉冲编码调制通信系统网路数字接口参数》中有关 64 kbit/s 接口部分的规定。

(马永超)

shuju tongxinwang

**数据通信网 (data communication network)**

按照一定的拓扑结构和体系结构, 通过实体通信电路将数据交换节点、数据站、数据终端相互连接所组成的网络。其中, 通过物理传输链路相互连接起来的数据交换节点组成数据网 (也称通信子网), 主要用以完成数据传输、交换和通信处理。而数据站、数据处理中心及相应的物理路径组成用户资源网 (也称资源子网), 主要用以完成数据采集及源数据信息的处理等。目前, 用来作数据传输和交换的通信网有电话交换网、电报交换网和公用数据网。公用数据网是专门为数据传输而建立的公用通信设施, 具有覆盖面广、接续速度快、传输速度快、准确性高、资源利用率高等优点, 是数据通信网的发展方向。典型的数据通信网如图 1 所示。

**数据通信网的分类** 按网络覆盖的地理范围可分为局域网 (LAN)、城域网 (MAN) 和广域网 (WAN); 按拓扑结构可分为星型 (star)、总线型 (bus)、环型 (ring)、网型 (mesh)、全连通型 (full connected)、多环型 (multi ring) 和树型 (tree) 等; 按服务对象可分为公用网 (public network) 和专用网

(private network)。

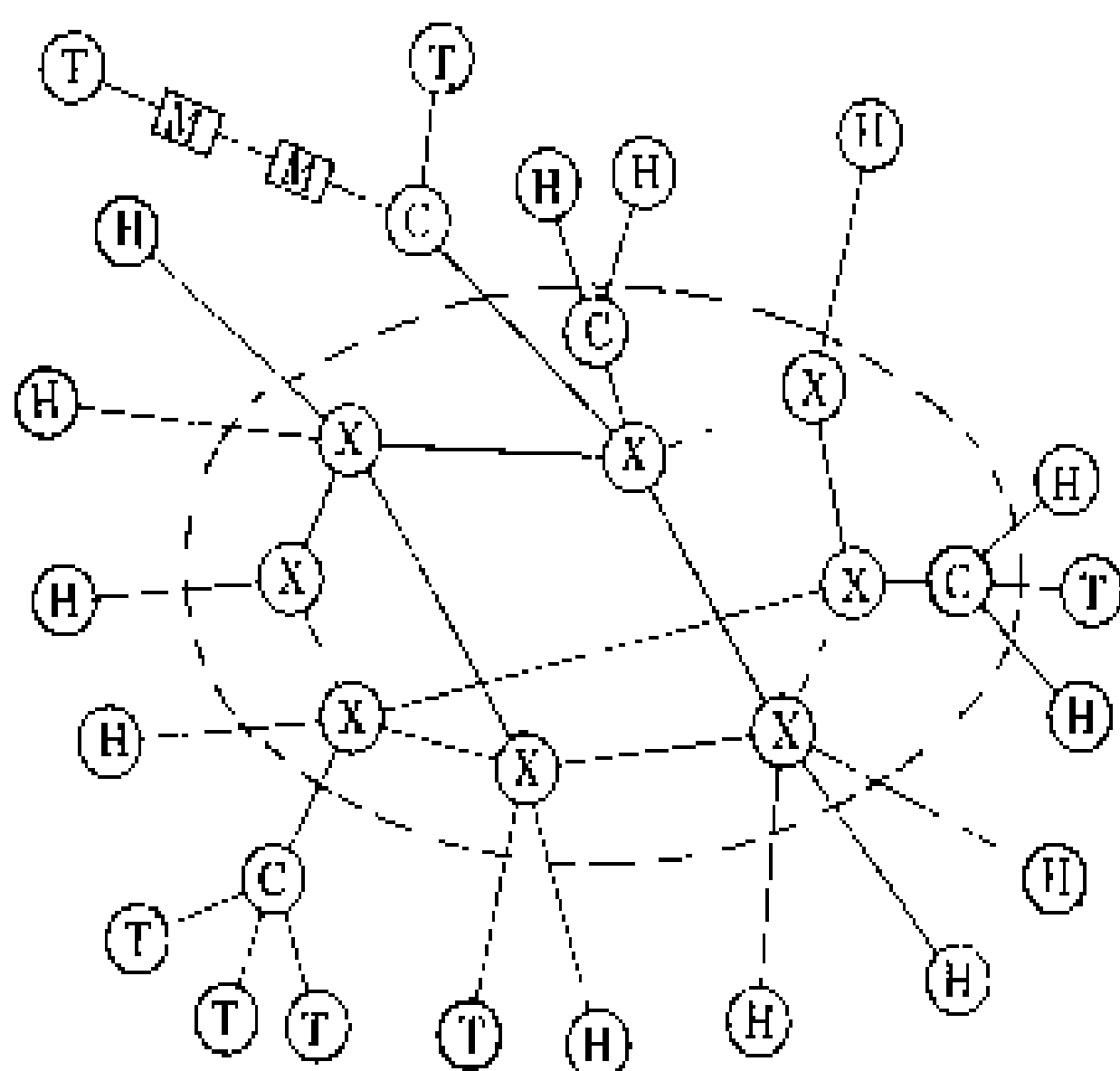


图1 典型的数据通信网

ⓧ—数据交换节点；Ⓜ—计算机主机；Ⓜ—调制解调器；Ⓢ—数据集中器；Ⓣ—数据终端；——高速（宽带）传输电路；---通信子网边界，以内为通信子网，以外为资源子网

### 数据通信网拓扑结构 包括如下三种结构。

**相同级别的节点构成的网拓扑结构** 数据网中，各交换局是同等级别的，网的控制任务分散在各个交换局，它的三种基本形式示于图2。

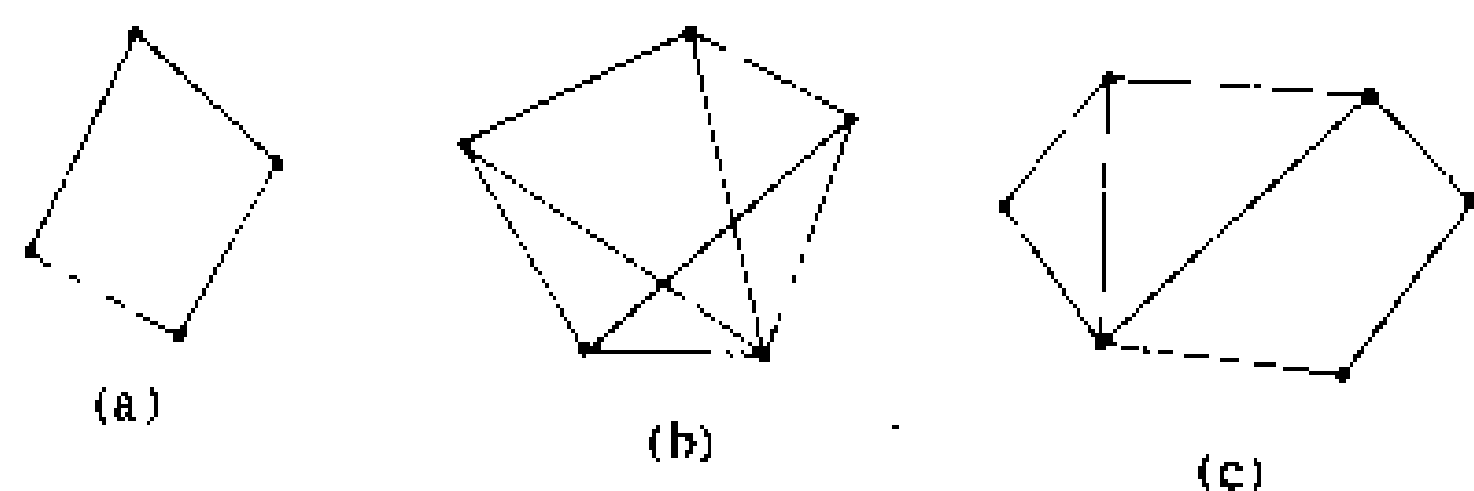


图2 相同级别节点构成的网拓扑结构  
(a) 单环路型；(b) 全连通型；(c) 网状型

**分级交换节点构成的网拓扑结构** 数据网中，将交换局划分为不同的级别，低级局的中继线连接到它直属的高级局。典型的拓扑结构是星型、树型和多环路型，如图3所示。

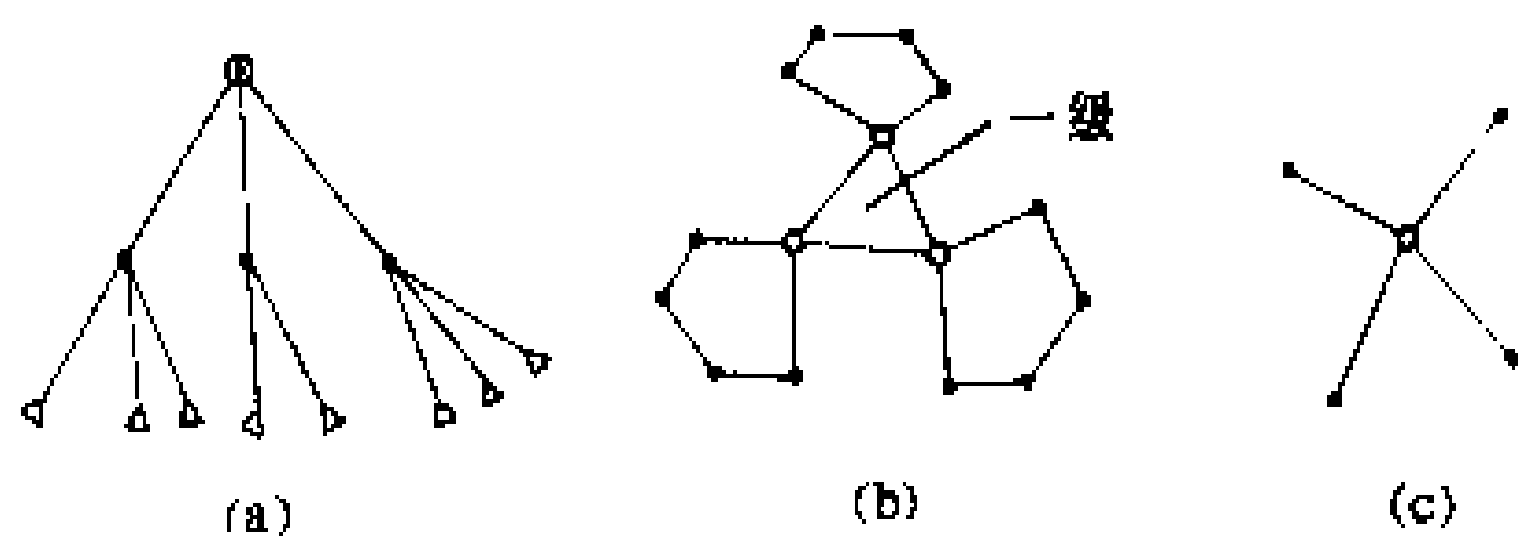


图3 分级节点构成的网拓扑结构  
(a) 树型；(b) 多环型；(c) 星型

### 总线型网拓扑结构

采用广播式信道，即一个节点发信时多个节点均可收信，如图4所示。

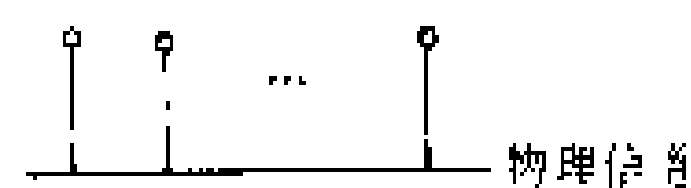


图4 总线型网拓扑结构

**数据通信网物理结构** 数据通信网由数据站、数据处理中心、数据交换节点和辅助设备组成。

**数据通信网体系结构** 从分解网络的功能角度描述数据通信网的结构称网络体系结构，亦称网络的逻辑构成。网络体系结构通常以功能分层结构来描述。其特点是所有低层功能是上一层功能的基础，并且一般仅仅在相邻层之间有功能接口关系，不同层之间功能相对独立。最有代表性的网络体系结构是国际标准化组织（ISO）提出的开放式系统互连参考模型（open system interconnection reference model, OSIRM）。此外还有美国IBM公司提出的系统网络体系结构（SNA），美国DEC公司提出的数字网络体系结构（DNA），日本NEC公司提出的数据通信网络体系结构（DCNA），美国Burroughs公司提出的宝来网络体系结构（BNA），美国UNIVAC公司提出的数据通信体系结构（DCA）及美国ARPA网络体系结构等。

国际标准化组织提出的开放式系统互连参考模型（OSI）一方面为研究协调系统互联的标准化，同时也为目前的一些标准指出了发展前景，其基本内容包括七层模式及同等协议。

**第一层——物理层** 包括设备间的物理接口和比特流从一点流向另一点所遵循的规则。物理层有四个重要特性：机械、电气、功能和规程特性。物理层标准的例子有RS-232C、RS-499/422/423以及X-21的一部分。

**第二层——数据链路层** 提供通过物理链路的可靠的数据传送规约，包括实现建立、维持和断开链路的手段及必要的同步、差错控制和信息流控制等功能。在数据链路层中传输的数据块称为帧。数据链路层的标准例子有HDLC、LAP-B、LAP D和LLC。

**第三层——网络层** 基本服务是为传输实体间提供透明的数据传输。它使高层（传输层）不必了解任何有关下层的数据传输及连接系统所使用的交换技术。网络服务负责通过中间通信设施建立、维持和中止连接。网络层标准的例子是CCITT X.25的第三级。

**第四层——传输层** 在两个端点间提供可靠的透明的数据传输，并提供端到端的差错恢复和信息流控制。

**第五层——会话层** 为应用进程间的通信提供控制结构，在互相协同运行的应用进程之间建立、管理和中止其连接（对话）。

**第六层——表示层** 表示层向应用程序和终端处理程序提供一组数据变换服务，以提供标准化的应用接口和公共的通信服务，例如加密、报文压缩、编码和字符集的转换、重新格式化和语法选择等。

**第七层——应用层** 为用户提供对OSI环境的访

同并且提供分布信息服务,例如事务处理服务器、文件传送协议和网络管理等。

OSI 的参考模型及相应的数据单元如图 5 所示。

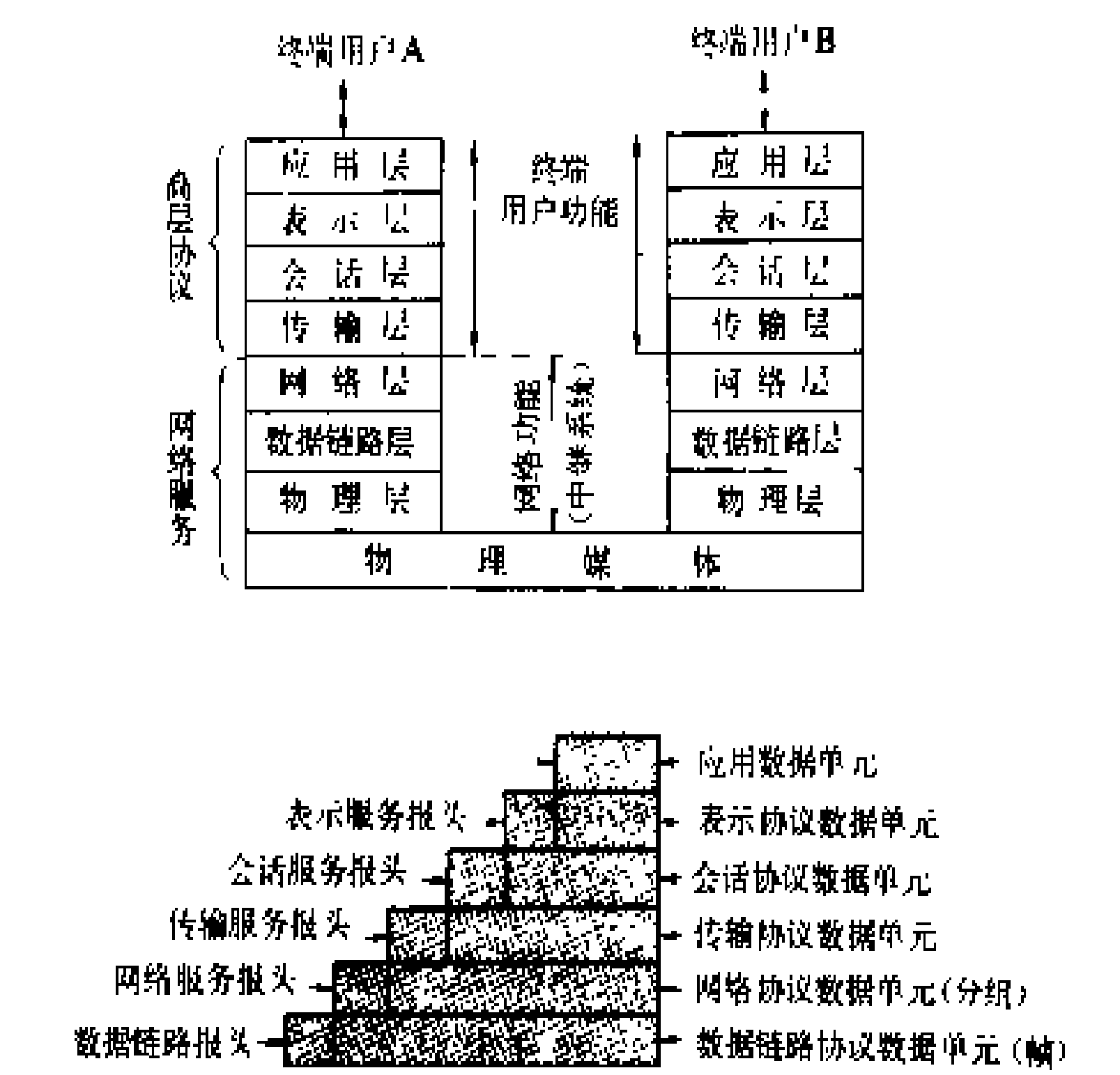


图 5 OSI 的参考模型及相应的数据单元

以上第一层至第四层概括称为计算机通信规约。

**数据网交换技术** 目前,数据网交换方式有电路交换与存储转发式交换两大类,如图 6 所示。

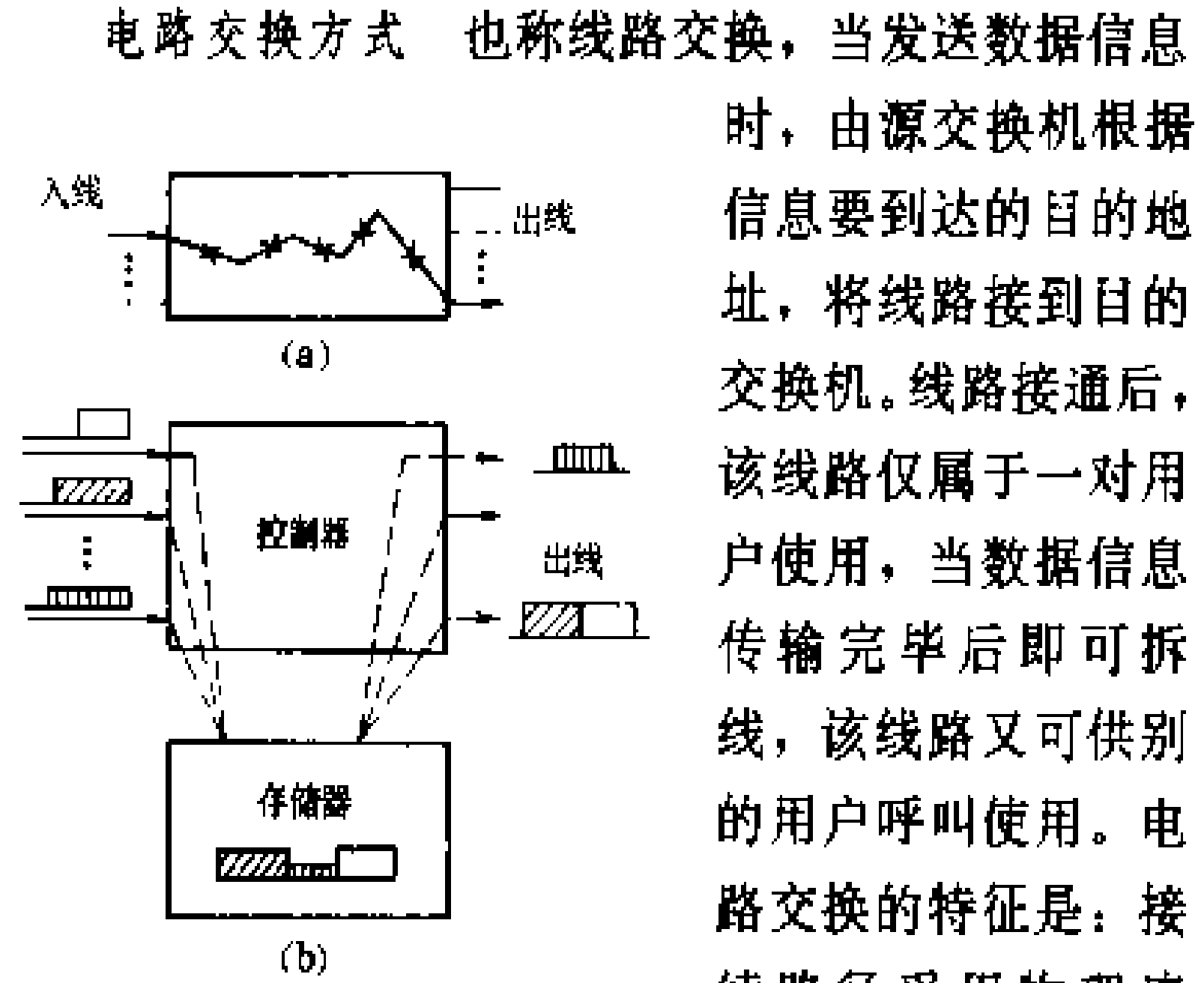


图 6 数据交换网中常用的两种交换方式  
(a) 电路交换方式基本概念;  
(b) 存储转发式交换基本概念

传输延迟小。对于给定的接续,其传输延迟是固定不变的。②信息的编码方法、信息的格式和传输控制程序等不受限制,可在用户间提供透明的通路。电路交换有空分和时分两种方式。在公用数据网中可采用电路交换。

**存储转发交换方式** 有报文交换与分组交换两种。报文交换也称信息交换,在该交换方式中,用户终端的数据被分解成一份份报文存于交换机的存储器,

每份报文的头部带有被寻址用户的完整地址,一旦有空闲线路,交换机便根据报文地址将数据报文转发到目的地,若无空闲路由则继续等待。该方式能存储整个报文。其特点是:①交换机有存储和信息处理能力;②来自低速线路的数据可以在中继线上高速传输,并且不同的报文也可以在一条线路上以报文为单位进行多路复用。在公用数据网中不采用报文交换方式。分组交换方式不象报文交换那样以报文为单位进行交换和传输,而是以更短的被规格化了的报文分组为单位进行交换和传输。在发送端,信息被分解成等长的报文分组,每个报文分组中有目的地址编号和控制比特等组成的分组头(packet head),每份信息的各个分组可在同一路由上传送,也可经不同的路由传送,然后在接收端重新按编号组合成一份信息。由于每个分组是等长的,所以使存储、处理和控制更为方便。倘若传输过程中出错,可以逐个分组检验,用确认和否认的方式要求重发。有了编号,还可检验有没有信息分组丢失和重复。由于路由可以按情况变更,各分组到达次序允许混乱,这样可更有效地利用网资源。分组数据交换业务以计算机终端和具有传输控制能力的终端用户为交换对象。在公用数据网中可采用分组交换方式。报文和报文分组的典型格式如图 7 所示。

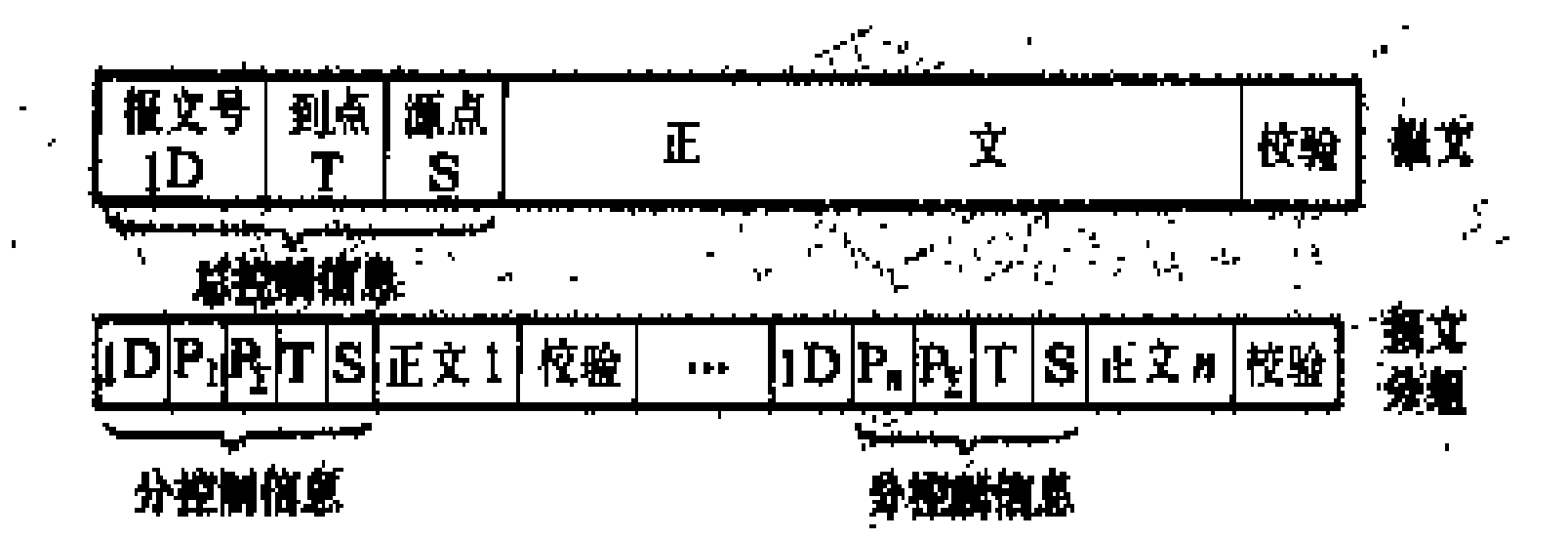


图 7 报文和报文分组的示意图

$P_1, P_n$ —报文分组号;  $P_T$ —报文分组总数;  $T$ —到达点的编号;  $S$ —源点编号

(马永超)

shuju xinhao tiaozhi fangshi  
**数据信号调制方式** (data signal modulation mode) 将数据信号转换为适合于模拟电路传输的信号方式。在数据通信中,调制表现为将源数据编码变换到载波信号(通常为音频)上的过程。当数据信号为数字式数据时,其相应的幅度调制、频率调制和相位调制又称为幅度键控(ASK)、频移键控(FSK)和相移键控(PSK)。根据某一参数(例如相位)随数字数据的变化而变化的状态是二态和多态,数字调制又可分为二进制调制和多进制调制。在二进制调制中,已调信号是一种二状态符号,每一符号表征一个二进制信息(称为 1 比特)。因此,其调制率(波特率)  $R_B$  和数字数据的传信率(比特率)  $R_b$  是相等的。在多进制

(例如  $M$  进制:  $M=2^n$ ,  $n=1, 2, 3, \dots$ ) 调制中, 已调信号是一种多状态符号, 每一符号表征  $n$  个二进制信息, 因此  $R_b=R_B \log_2 M=nR_B$ 。例如, 四相制调相信号是一种四状态符号, 每一符号表征两个二进制信息, 因此这样的符号又称为双比特码元。

**幅度键控** 用数据信号控制载波信号幅度变化的一种调制方式, 其波形如图 1 所示。

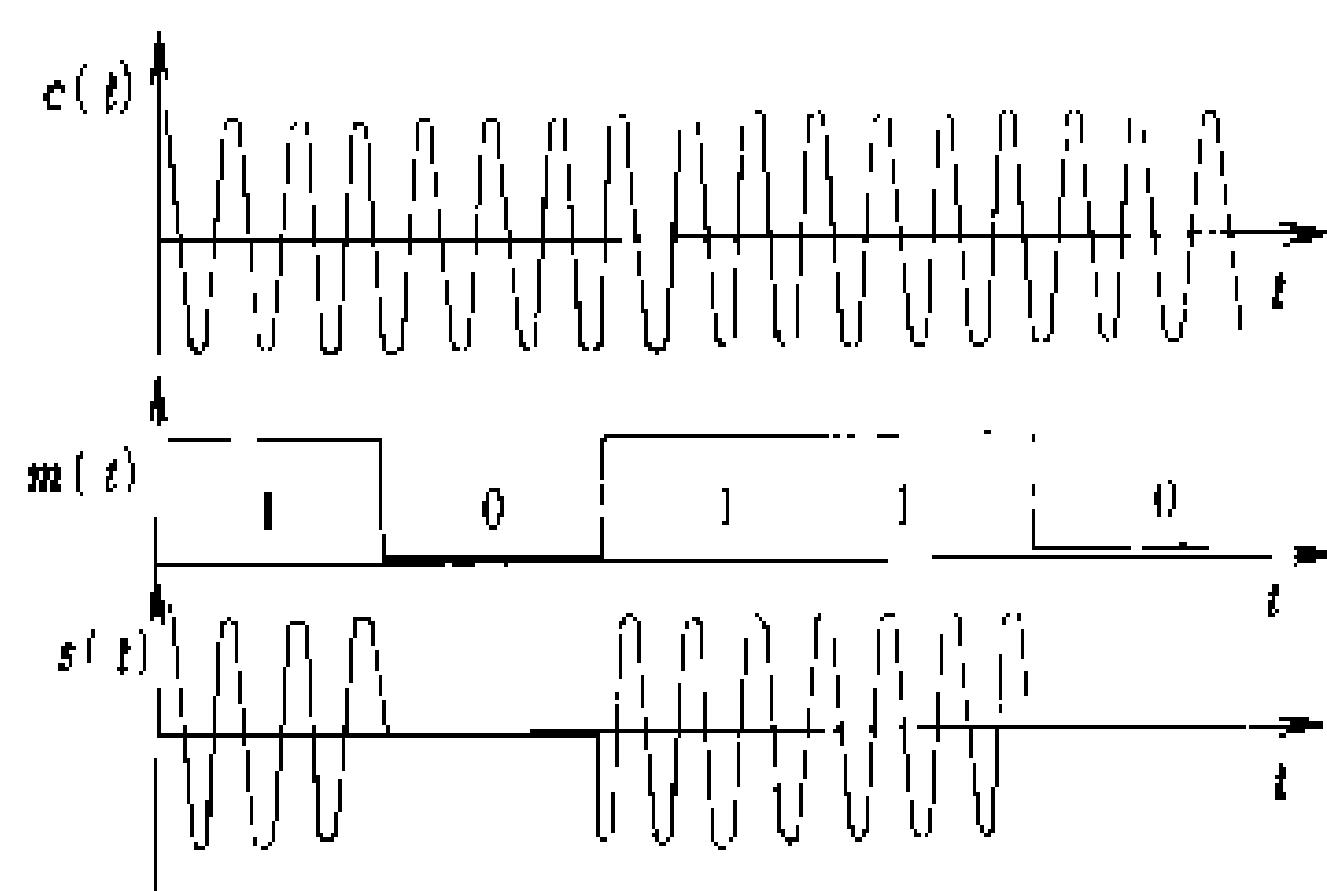


图 1 幅度键控波形

$c(t)$ —载波信号;  $m(t)$ —数据数字信号;

$s(t)$ —幅度键控信号

数据通信中, 常用的幅度键控有残余边带调幅 (VSB-ASK)、正交双边带调幅 (QAM-ASK) 和参差正交调幅 (SQAB-ASK)。

**频移键控** 用数据信号控制载波信号频率变化的一种调制方式。

频移键控信号分为相位离散的和相位连续两种信号。前者由频率选择法产生, 后者由载波调频法产生。频移键控信号的波形如图 2 所示。

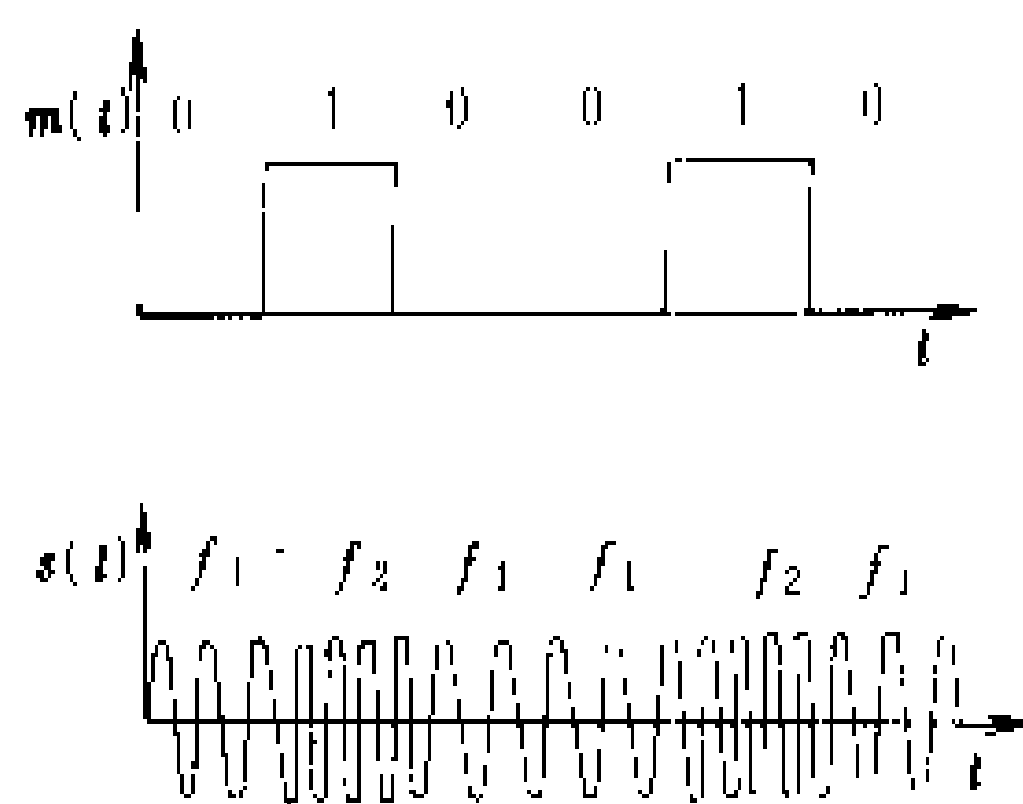


图 2 频移键控波形

$m(t)$ —数字数据信号;

$s(t)$ —频移键控信号

**数据通信** 中, 常用的频移

键控有二进制频移键控 (2FSK)、多进制频移键控 (MFSK)、最小频移键控 (MSK)、高斯最小频移键控 (GMSK)、平滑调频 (TFM)、快速频移键控 (FFSK) 和正弦频移键控 (SFSK)。

**相移键控** 用数据信号控制载波信号相位变化的一种调制方式。它通常分为绝对相移键控 (PSK) 和相对相移键控 (DPSK)。PSK 是利用载波的不同相位直接表示数据信息的, DPSK 是利用载波的相对相位值表示数据信息的。其波形如图 3 所示。

数据通信中常用的相移键控有 2PSK、2DPSK、四相相移键控 (QPSK) 和参差四相相移键控 (SQPSK)。

除上述三种基本调制方式外, 还有在此基础上发展起来的混合调制 (如幅度相移键控 APK)、编码调制 (如网格编码调制 TCM, 相关编码相移键控 COR-PSK)。关于在数据通信中如何选择调制方式及调制速率可参见 CCITT V 系列的有关建议。

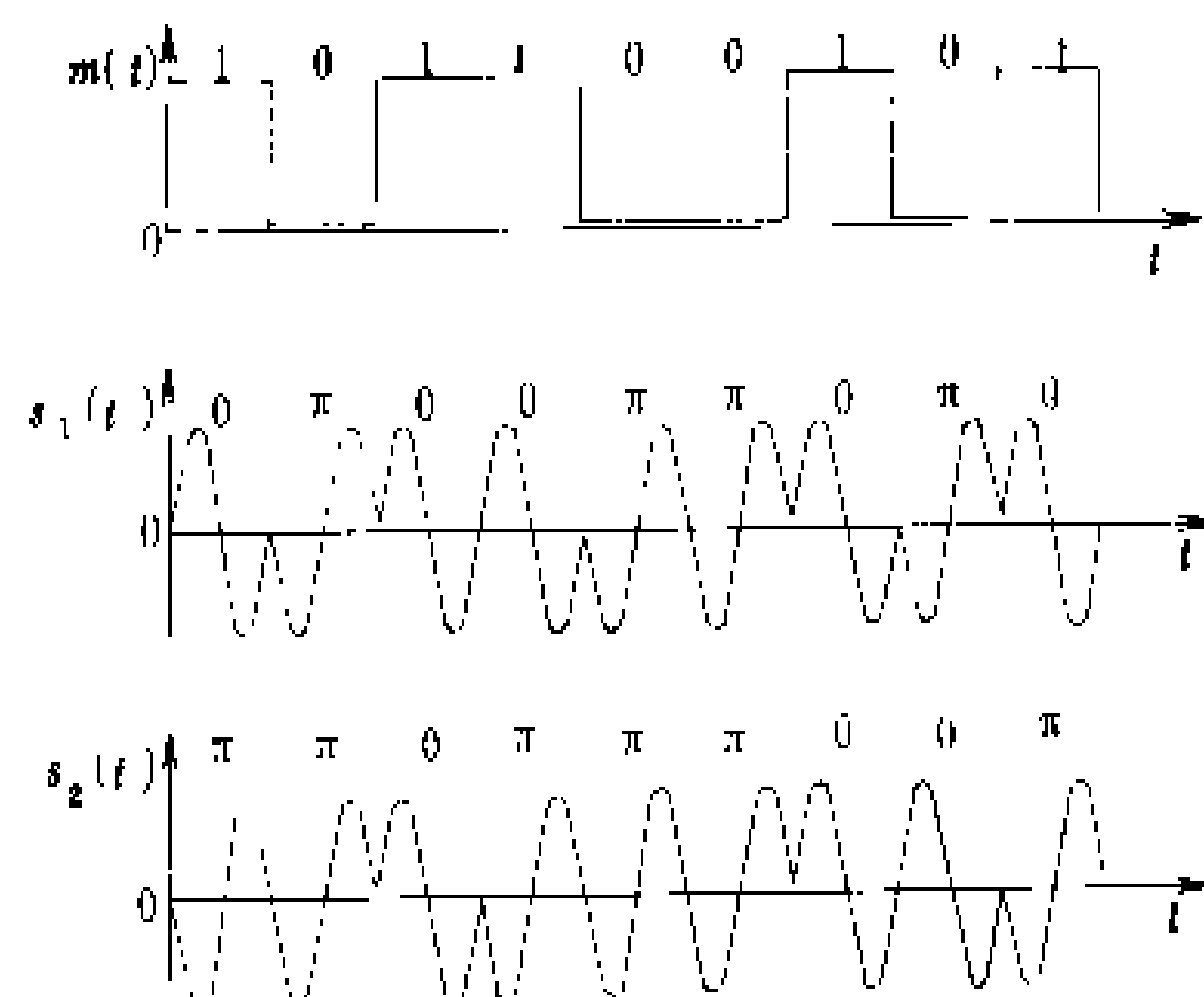


图 3 相移键控信号波形

$m(t)$ —数字数据信号;  $s_1(t)$ —绝对相移键控信号;

$s_2(t)$ —相对相移键控信号

(马永超)

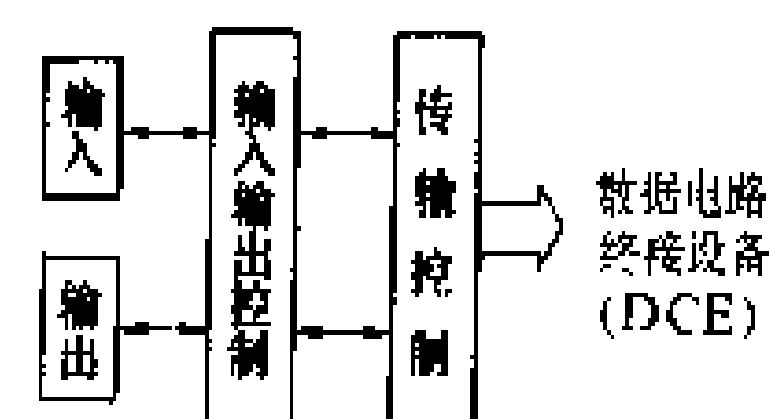
shuju zhongduan shebei

**数据终端设备** (data terminal equipment, DTE) 具有数据源或数据宿或二者功能兼具的设备。它是数据站的一部分。

**数据终端设备的构成** 如图所示, 数据终端设备的结构应包括输入/输出、输入/输出控制、传输控制等功能部件。

**输入/输出** 输入/输出信息, 完成源数据/数字数据的转换, 如编译码、代码变换、局部数据信息处理等。

**输入/输出控制** 对输入/输出的工作过程进行控制。如实现读出机的读出定时控制, 读出信息的存贮和控制, 打字机的打印定时控制, 打印信息的存贮和控制, 以及输入和输出间的相互控制等。



终端设备的构成

**传输控制** 按规定的规则和格式控制终端与终端间、终端与中心计算机间的数据传输, 包括串/并、并/串变换控制, 差错校验控制, 线路连接控制 (接口线的协调操作、收发同步、电平转换和建立数据链路方式等) 和通信方式控制。

**数据终端设备的作用** ①把登录在终端媒体上的数据信息发送到中心计算机, 或把从线路上接收的信

息记录在终端媒体上。如纸带机、卡片机、磁带机、读出机、行式打印机等。②通过通信网络提供人和计算机之间的会话操作,如控制台打字机、显示终端、声音应答系统、可视电话和语音输入/输出装置等。③把外界的物理量变换成计算机处理的数据信息或进行相反的变换。如 A/D、D/A 转换装置等。

**常用终端设备及其功能** 主要归纳如下 8 点。

(1) 键盘打印机。键盘输入、打印输出、以及提供通信接口功能。

(2) 键盘显示器。键盘输入、屏幕显示、以及提供通信接口功能。

(3) 键盘显示复合终端。包括键盘输入、屏幕显示、打印输出等多台输入/输出设备,并提供通信接口及传输控制单元。

(4) 微机智能终端。可提供键盘输入、屏幕显示、打印输出及磁盘存取等输入/输出功能。配备通信接口单元及相应的通信控制软件。

(5) 汉字终端。提供汉字(和必要的字符)输入/输出的设备,配置通信接口单元及相应的通信控制软件(可以利用具有汉字输入/输出的微智能终端作为有处理功能的汉字终端)。

(6) 智能用户电报终端(teletex)。可提供键盘输入、屏幕显示、高速打印输出、磁盘存取及其他文件的输入/输出设备,配置通信控制的硬件及相应的软件。

(7) 可视图文终端(videotex)。可提供键盘输入、屏幕显示、打印输出等输入/输出设备,配置通信控制的硬件及相应的软件。

(8) 其他终端。远方数据终端以及根据不同的业务和通信方式配置的专用终端等。

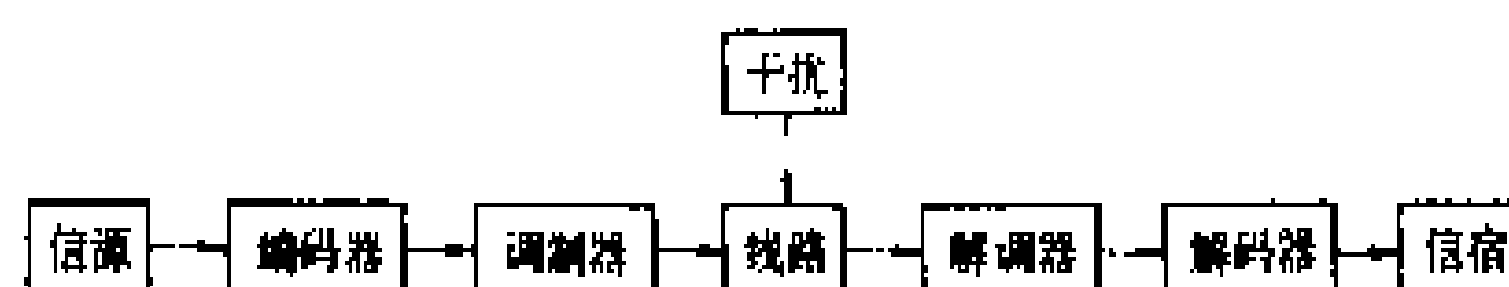
**终端设备的进网基本技术条件** ①使用的通信电路,是交换电路或是专线电路;②与 DCE 的接口(见数据通信接口标准);③通信方式,是单工还是双工;④使用的字符编码,是 ASCII 还是 EBCDIC;⑤传输控制规约是 BSC 或是 HD LC;⑥输入/输出方式为自由或可控,直接或间接;⑦信息处理能力,包括信息的编辑、存储、文件生成和计算处理等。

(马永超)

shuzi tongxin

**数字通信** (digital communication) 通过相应的设备传输离散电信号的通信体制。即将原始模拟信号变换成一系列数字信号(最常用的是二进制编码)进行传输。数字通信系统的组成(见图)与一般通信系统不同的仅是增加了编码器和解码器。来自信源的信号经编码器进行取样、量化和编码,变成数字信号,再经调制器调制送入线路。接收端经解调器将线路

送来的信号解调后,由解码器将数字信号还原成原始信号送入信宿。信源可以是产生信息的人或存储信息的机器,信宿可以是接受或记录这些信息的人或机器,因此可以实现人-人、人-机、机-机的通信。



数字通信系统

数字通信的特点是传输离散的(不连续的)数字脉冲,这种数字脉冲序列可以代表文字、语言或图象。要将文字、语言、图象与数字脉冲序列建立相对应的关系,主要采用两种调制方法即脉码调制(PCM)和增量调制( $\Delta M$ )。

数字通信的优点是:①抗干扰能力强,由于传输过程中只需识别脉冲的有无;②由噪声引起的脉冲信号失真不沿线积累,在传输过程中可通过再生中继将失真了的脉冲再生为完整的脉冲,所以传输距离远;③对各种不同形式的信号均变成数字信号,与传输的指令均具有相同的形式,便于存储、处理和交换,有利于组成统一的通信网和提高传输质量,也便于保密;④数字通信设备大量采用逻辑电路,便于集成化,也易于利用计算机技术的成果。

数字通信系统除了用来传输电话、电报、传真、电视等信号外,当电子计算机或数据处理设备以数字通信系统为通道构成自动化集中自动控制或数据处理系统时,简化了数模与模数转换环节(如数据调制解调器),可方便地应用于各有关领域。

数字通信技术比较先进,至今还不断发展和完善,主要研究内容有:①编码调制技术;②压缩频带技术;③误差控制技术;④时钟同步技术等。

(张玉功)

shuajian pinlu texing

**衰减频率特性** (frequency attenuation characteristics) 在通路的有效传输频带内,不同频率信号通过通路传输产生衰减不一致的特性。也称衰减失真或频率响应。常以各频率点的衰减相对于 800 Hz 信号衰减的差值曲线表示。

在理想情况下,有效传输频带内信号各频率分量的衰减都应相同。但由于信号在通路中要经过许多滤波器和放大器,这些电路对各种频率分量的衰减或增益不可能完全一致。实践证明,在电话通路的传输过程中保持 400~3000 Hz 频率范围内具有较好的衰减频率特性,就能保证良好的话音清晰度。

在国际电报电话咨询委员会(CCITT)建议 G. 232

中,规定了12路载波机中一条有效传输频率为300~3400 Hz的电话通路,其发送与接收的总衰减随频率变化的允许范围如图1所示。这是对宽带电话通路衰减频率特性的典型要求。对有效传输频带为300~2400 Hz及300~2000 Hz的电话通路衰减频率特性的典型要求见图2及图3。

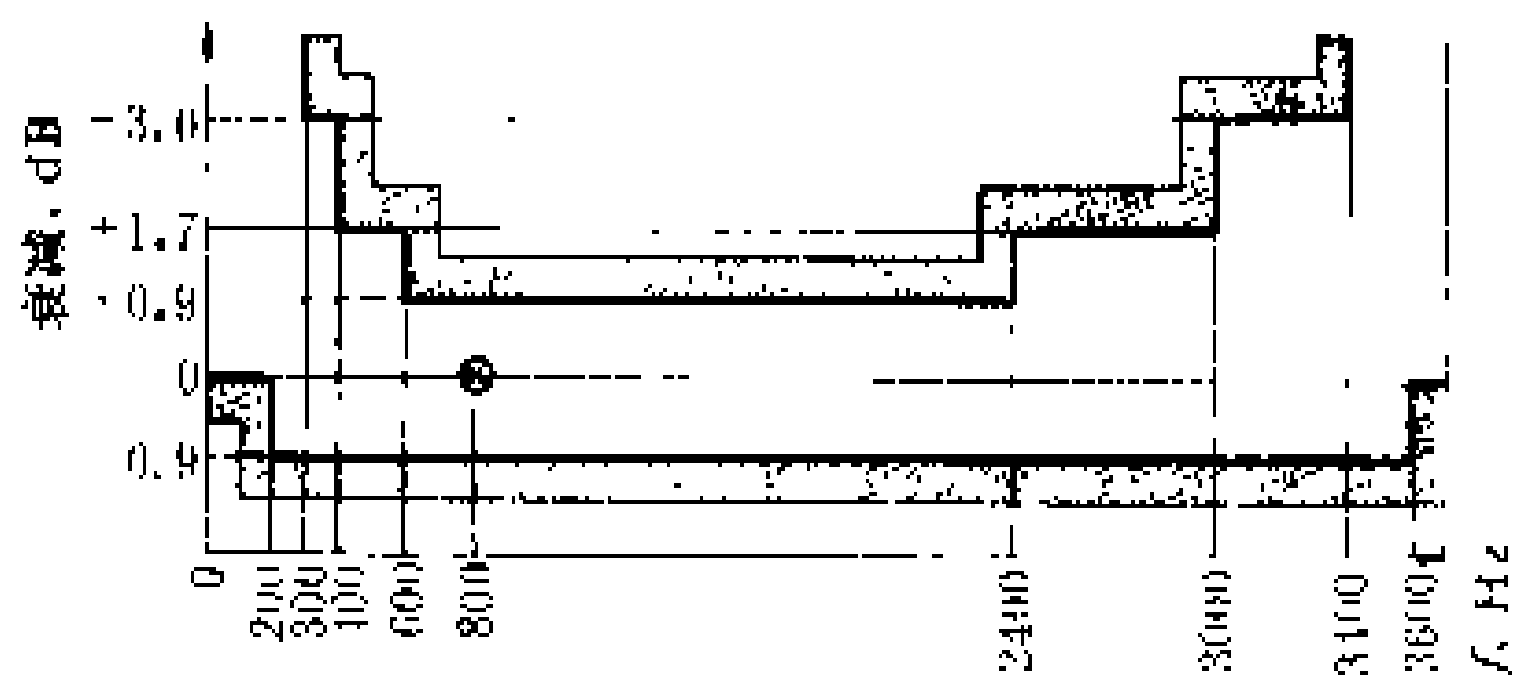


图1 300~3400 Hz 电话通路衰减频率特性  
典型要求

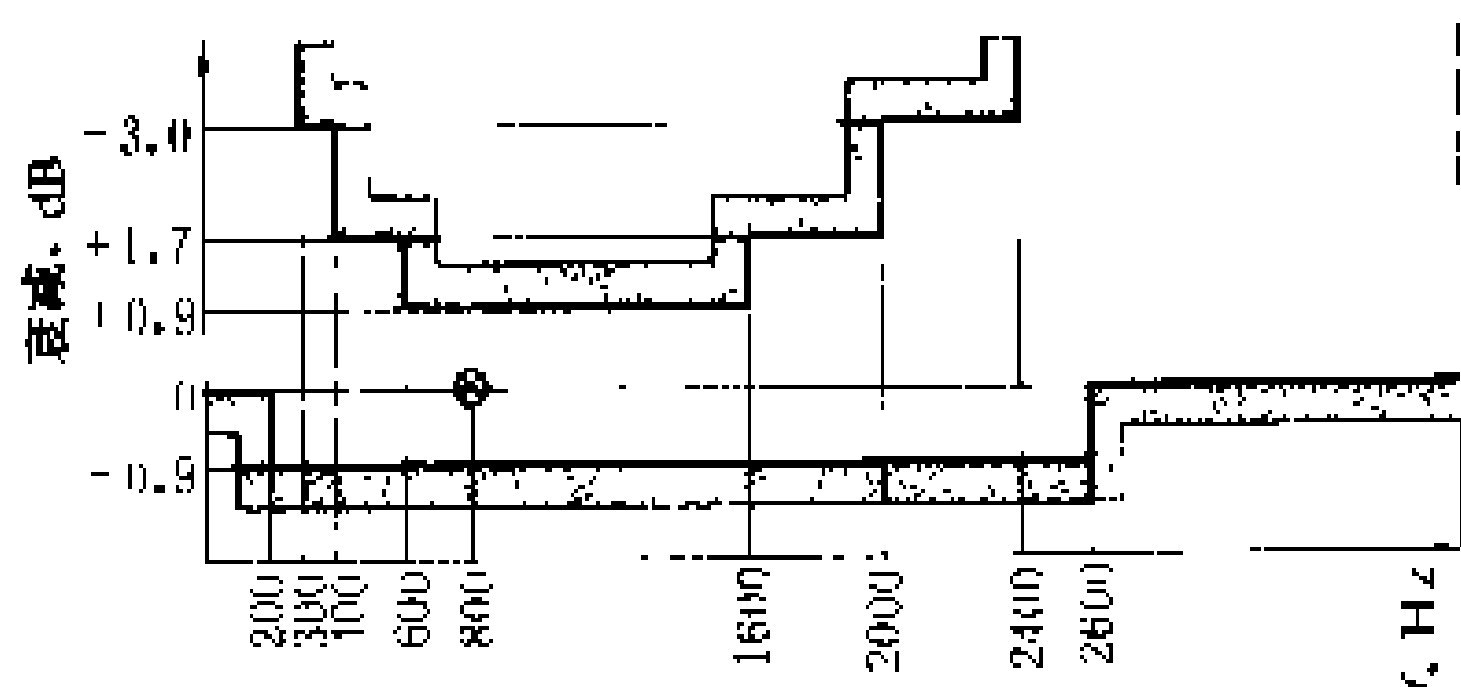


图2 300~2400 Hz 电话通路衰减频率特性  
典型要求

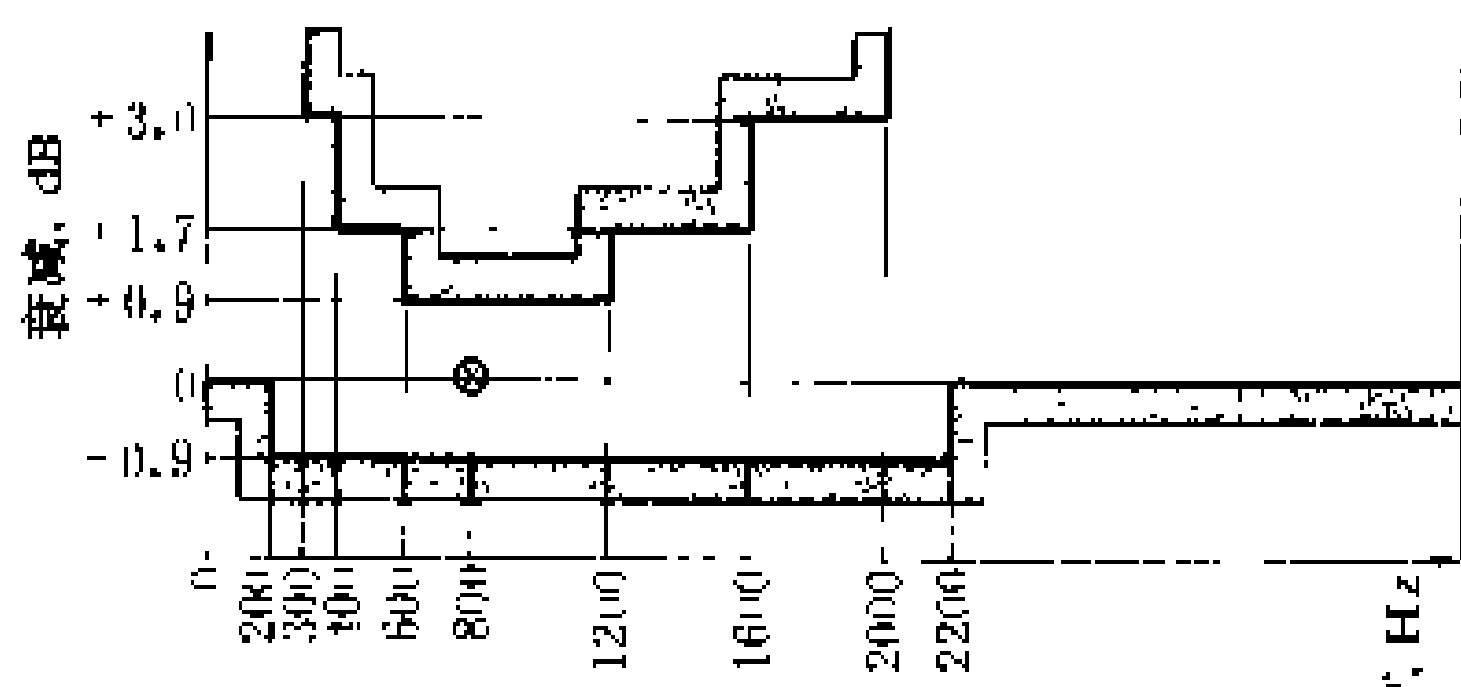


图3 300~2000 Hz 电话通路衰减频率特性  
典型要求

通路的衰减频率特性首先取决于发送及接收设备的衰减频率特性,其次是传输线路的衰减频率特性。在接收设备中常设有频率均衡电路,以补偿线路的频率衰减特性。

(陈道元)

障;无需与相邻电力设备的保护配合;动作速度快;不受电力系统振荡的影响;在单回线运行或一回线故障跳闸过程中需要采取适当措施保证非故障线路的安全运行。

横联差动电流方向保护 主要用于中、高压电力网中每回线两侧均单独装设有断路器的双回线。它可以装设在双回线任何一侧,除设有反应双回线内部故障(内部故障时流过两回线的短路故障电流不等)的起动元件外,还设有能区分双回线中故障线路和非故障线路的反应差电流功率方向的判别元件。

(1) 保护工作原理。双回线带负荷正常运行或外部短路故障时,双回线中电流相等,无差电流,起动元件不动作。而当双回线中某一回线内部发生短路故障时,起动元件动作,同时差电流功率方向判别元件检测出故障线路,保护的对应出口继电器动作,跳开故障线路断路器。为保证内部故障跳闸过程中以及单回线运行时保护正确工作,需设置断路器操作回路的相互闭锁及其他措施。

(2) 保护存在的问题。当线路末端附近发生短路故障时,需待靠近故障侧的断路器有选择断开后,远离故障侧的横联差动保护才能动作,即“纵续动作”。原因是故障开始时通过远离故障侧的双回线差电流小于起动元件动作值,只有当靠近故障侧的故障线路断路器跳开后,远离故障侧的差电流才能突然增大,使该侧横联差动保护随之相继动作。发生保护纵续动作的一定故障区域称作“纵续动作区”,用线路全长的百分数表示。为了避免近端故障时由于功率方向元件因输入电压过低(电压死区)而拒动,可以采用电压记忆回路的办法解决。在有效接地系统中也有应用横联零序差动电流方向保护,以专门保护单相及两相接地短路故障。

电流平衡保护 主要用于中、高压电力网中每回线两侧均单独装设断路器的双回线。它只能装设在线路的电源侧。主要由反应双回线差电流的起动元件和按比较双回线中每回线电流绝对值原理工作的电流平衡继电器作为故障线路判别元件,也存在保护“纵续动作区”问题。

在有效接地系统中,双回线采用相电流横联差动或电流平衡保护的最大特点是简单可靠,除了能选择故障线路外,还能可靠选择出故障相,作为超高压线路的主保护和辅助保护(见线路继电保护配置)有其特殊的优点。

(李振和)

shuang hui xian bao hu

**双回线保护** (dedicated relay protection for parallel circuits) 双回线并联运行时共用的瞬动线路保护。有横联差动电流方向保护和电流平衡保护两大类。它们共同的特点是:不反应双回线外部故

shuang ji xi tong

**双机系统** (dual-computer system) 见调度自动化计算机系统。





shuidian huodian hunhe xitong yougong gonglü jingji fenpei

## 水电火电混合系统有功功率经济分配 (hydro-thermal scheduling)

水电火电混合电力系统,在某一调度周期内的各时段,对水电和火电进行有功功率经济分配,使整个周期内系统总发电费用(或燃料用量)降至最低。它们的有功功率经济分配除满足负荷需要和受发电设备的限制外,还要满足水电厂发电用水的规定。水电厂在水电火电协调中的主要效益是调峰(使火电厂和核电厂出力平稳,并减少机组起停次数)和维持高水头发电。对无需与火电厂(或系统)协调的水电系统(如纯水电系统)或按计划发电的水电厂,经济调度的目标是发电用水量最少,弃水量最少,水电售电价值最大或购电费用最少等。

水电火电混合系统有功功率经济调度的实用计算方法有:①协调方程法;②动态规划法;③网络流规划法;④应用大系统分解协调理论法。

**协调方程法** 可以解决少量定水头和变水头水电厂的水电火电调度问题。

**定水头水电厂的水电火电协调方程式** 在短周期调度中某些大水库或高水头水电厂的水位变化较小,在经济调度中可以忽略水头变化的影响,由此可以建立最简单的水电火电调度模型。

定水头水电厂的水电火电经济调度问题可以归结为,分配系统中  $m$  个火电厂和  $n$  个水电厂的各时段的出力,使  $T$  个时段的调度周期内总发电燃料费用最低,即

$$\sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T F_{i,t}(P_{i,t}) \rightarrow \min \quad (1)$$

并满足各时段系统功率平衡条件

$$\sum_{i=1}^m P_{i,t} + \sum_{j=1}^n P_{j,t} - P_{D,t} - P_{L,t} = 0 \quad (2)$$

$$(t=1, 2, \dots, T)$$

和各水电厂发电用水量平衡条件

$$\sum_{t=1}^T Q_{j,t}(P_{j,t}) - W_j = 0 \quad (j=1, 2, \dots, n) \quad (3)$$

式中  $i$  为火电厂序号;  $j$  为水电厂序号;  $t$  为时段序号;  $F$  为火电厂发电费用;  $P$  为发电厂有功出力;  $P_D$  为系统有功负荷;  $P_L$  为系统网损;  $Q$  为水电厂发电用水量;  $W$  为水电厂在调度周期内可用的发电水量。

定水头的水电火电协调方程式为

$$\frac{\frac{dF_{i,t}}{dP_{i,t}}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}} = \frac{\gamma_j \frac{dQ_{j,t}}{dP_{j,t}}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}} = \lambda_i \quad (4)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $dF/dP$  为火电厂发电费用微增率;  $dQ/dP$  为水电厂耗水微增率;  $\partial P_L/\partial P$  为发电厂网损微增率;  $\lambda$  为时段

段  $t$  系统等值发电费用微增率,满足式(2);  $\gamma_j$  为水电厂  $j$  的水电转换价值,满足式(3)。

水电转换价值  $\gamma_j$  表示水电厂  $j$  单位流量能代替火电的燃料费用。 $\gamma$  值主要与每个水电厂工作水头及该水电厂在系统负荷曲线上的工作位置有关。工作水头高的水电厂的  $\gamma$  值大,同一水电厂在库水位高时  $\gamma$  值变大;一个水电厂发电用水量由大变小时,系统  $\lambda$  由小变大,因而  $\gamma$  也由小变大。

变水头水电厂的水电火电协调方程式 日(或周)调节水库的水位在一天(或周)的调度周期内是变化的,调度中应考虑调峰、水头、效率及弃水等因素。

在变水头水电厂模型中应将日(或周)水量平衡方程式(3)改为逐时段水量平衡方程式

$$X_{j,t-1} + J_{j,t} - X_{j,t} - Q_{j,t} - Y_{j,t} = 0 \quad (5)$$

$$(j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $X$  为存水量;  $J$  为天然来水量;  $Y$  为弃水量。变水头水电厂的水电火电协调方程式

$$\frac{\frac{dF_{i,t}}{dP_{i,t}}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}} = \frac{\gamma_{j,t} \frac{\partial Q_{j,t}}{\partial P_{j,t}}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}} = \lambda_i \quad (6)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $\gamma$  在调度周期内是变化的,其规律为

$$\gamma_{j,t} = \gamma_{j,0} e^{\int_0^t \frac{\partial Q}{\partial X} dX} \quad (7)$$

$$(j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

一般情况下  $\gamma_{j,t}$  在周期内是逐渐减少的,即早期少发电,后期多发电,尽量保持较高的运行水位。

**梯级水电厂的水电火电协调方程式** 在水力上有串联关系的水电厂群中,调度周期内发电用水有相互影响的水电厂要联合调度,组成一个梯级调度组。梯级水电厂的水量平衡方程要考虑上一级水电厂的放水,即

$$X_{j,t-1} - X_{j,t} + J_{j,t} + Q_{j-1,t-\tau} - Q_{j,t} + Y_{j-1,t-\tau} - Y_{j,t} = 0 \quad (8)$$

$$(j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $\tau$  为上一级电厂放水到本级电厂的流达时间。因此,  $Q_{j-1,t-\tau}$  和  $Y_{j-1,t-\tau}$  分别为上一级电厂  $j-1$  在  $t-\tau$  时段的发电用水和弃水在时段  $t$  成为电厂  $j$  的来水。

考虑上下游电厂水力联系的水电火电协调方程式为

$$\frac{\frac{dF_{i,t}}{dP_{i,t}}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}} = \frac{(\gamma_{j,t} - \gamma_{j+1,t+\tau}) \frac{\partial Q_{j,t}}{\partial P_{j,t}}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}} = \lambda_i \quad (9)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

水电厂  $j$  在时段  $t$  的发电用水  $Q_{j,t}$  不仅要考虑本电厂本时段的发电价值,而且要考虑下一级电厂  $j+1$  在时段  $t+\tau$  的发电价值。这时  $\gamma$  的变化比较复杂,加上很

多水力条件约束, 计算十分困难。

**动态规划法** 根据最优化原理将某一周期的总体优化问题化为逐时段的分步优化问题。优点是避免微增率的不连续问题, 缺点是状态量过多, 计算量和存贮量过大。实用上采取逐次逼近的形式。

**变步长动态规划** 先以大步长划分状态计算较粗略的解; 再在此解的某一范围内以较小步长划分状态计算较精细的解; 继续缩小步长, 逐步达到足够精度的解。

**微增动态规划** 以某一初始解为中心, 在邻近的有限状态量的带状区域内搜索更优的解; 再以新解为中心的带状区域内搜索进一步优化的解; 继续这一过程逐步达到最优解。

**松弛动态规划** 也称降维动态规划, 即将多个水电厂分开, 在其他水电厂出力不变的情况下, 用动态规划优化一个水电厂的调度计划。再将此电厂固定在新的出力上, 优化下一个水电厂的调度计划。照此循环优化各水电厂的调度计划, 直到最优解。

**网络流规划法** 可以进一步解决梯级水电厂和抽水蓄能水电厂的水电火电调度问题。

**梯级网络模型** 图 1 表示两个水电厂和一个火电厂的简单系统。两个梯级水电厂 3 个时段网络模型如图 2 所示。

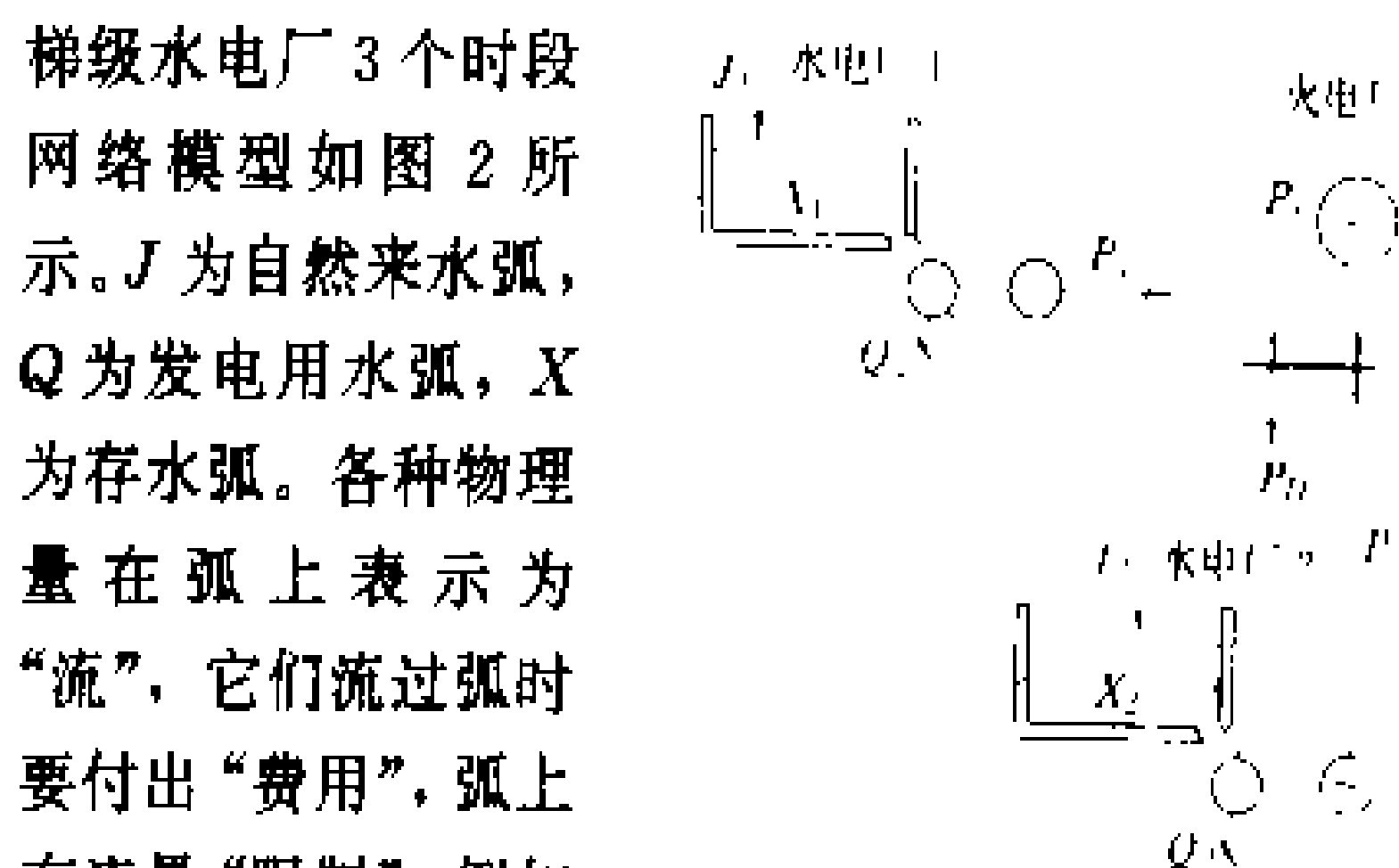


图 1 含有梯级水电厂的简单系统

该时段发电能替换的火电燃料费  $-\lambda \frac{\partial P_{f,t}}{\partial Q_{j,t}} Q_{j,t}$ , “限制”

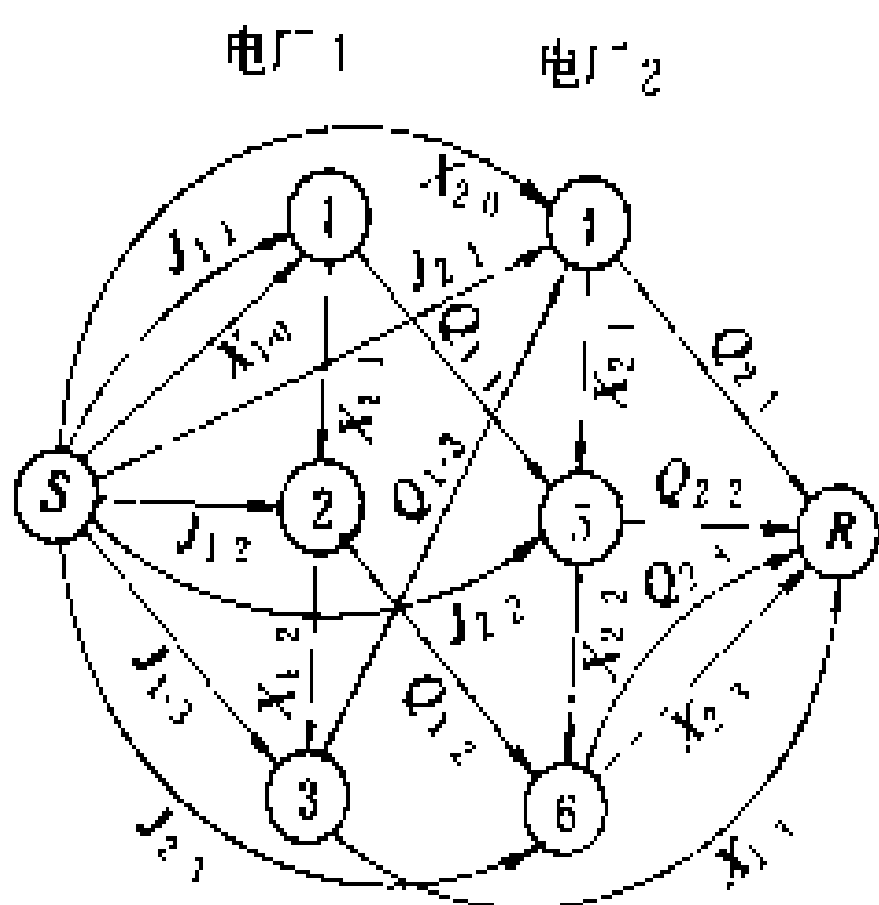


图 2 梯级水电厂网络模型

因此这一网络图直接表达了水量平衡关系式 (8)。

为发电流量限制  $Q_{j,\min}$  和  $Q_{j,\max}$ 。S 为发点, R 为收点, 其他节点是按电厂序号和时段序号划分的, 这里假设电厂间水流达时间为一个时段。各节点所联各弧上的“流” (流量和存水量) 满足基尔霍夫第一定律,

以此梯级水电厂网络模型为基础, 应用网络流规划法可以有效解决水电火电优化调度问题。

**抽水蓄能水电厂的网络模型** 抽水蓄能水电厂在

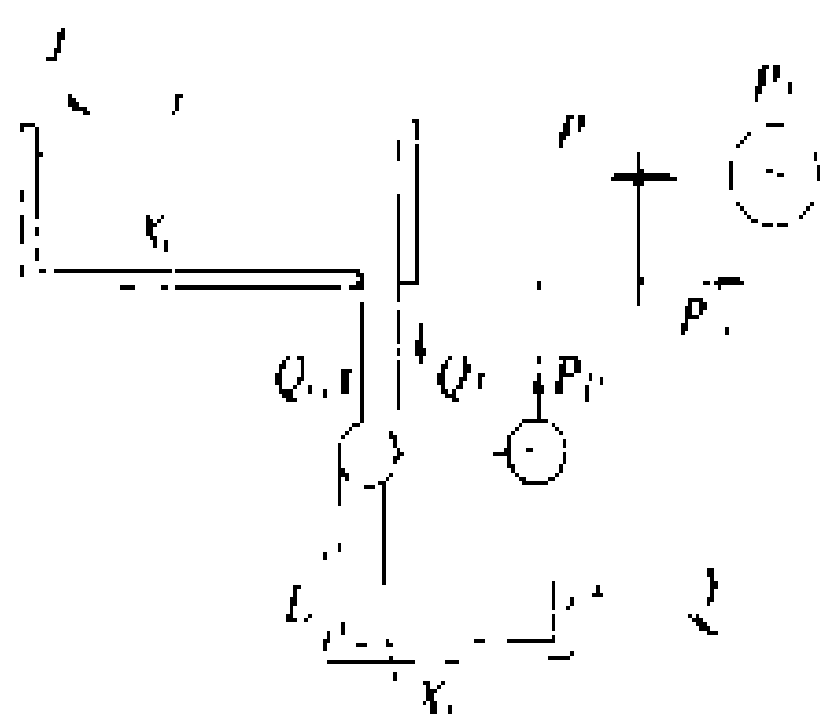


图 3 抽水蓄能水电厂例 中 U 为上池 (库), L 为下池 (库), J 为天然来水, Y 为下池放水。Q 为发电或抽水流量弧, 其方向发电为正, 抽水为负, 特性表示为

$$P = \begin{cases} P_G(Q) & (Q \geq 0) \\ P_F(Q) & (Q < 0) \end{cases} \quad (10)$$

式中  $P_G(Q)$  为发电特性曲线;  $P_F(Q)$  为抽水特性曲线。若考虑变水头影响,  $P_G$  和  $P_F$  应进一步表示为  $Q$ 、 $X_G$  和  $X_L$  的函数, 流量弧  $Q$  在发电时单位费用为  $-\lambda \frac{dP_G}{dQ}$ , 抽水时为  $-\lambda \frac{dP_F}{dQ}$ 。基于这样的网络模型用网络流规划法解决抽水蓄能

电厂的水电火电经济调度问题是非常有效的。

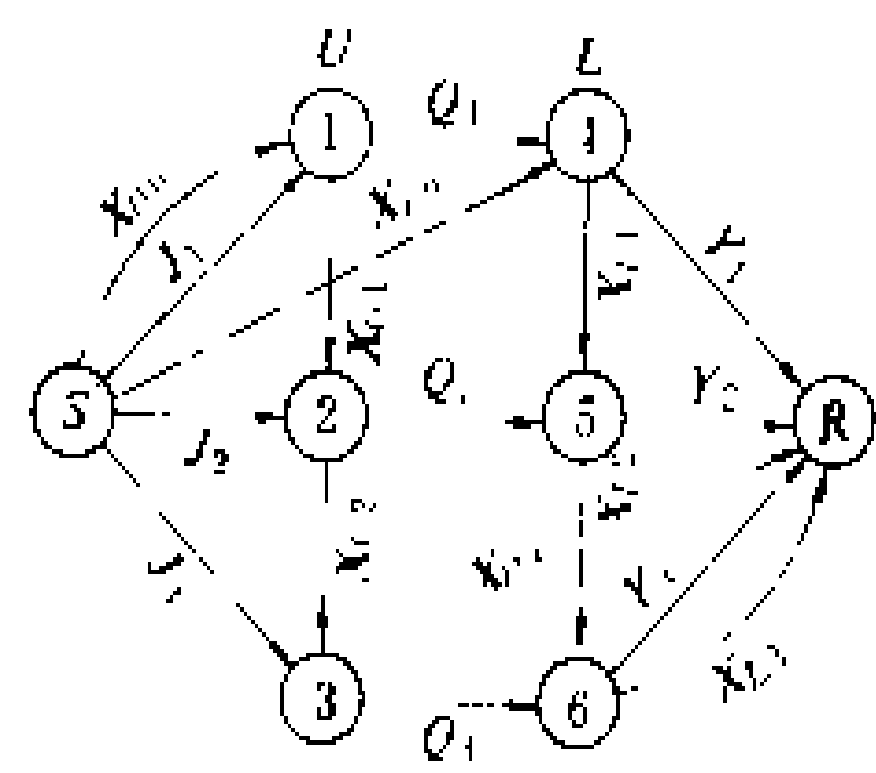


图 4 抽水蓄能电厂网络模型

**应用大系统分解协调理论法** 可以将高维数的总体求解问题化为多个低维数的子问题的协调求解过程, 因而成为解决大型水电火电混合系统有功功率经济分配问题的有效处理方法。对复杂的水电火电经济调度, 可先将整体优化问题分解为水电和火电调度两个子问题, 然后分别优化这两个子问题, 并通过协调级将其联系起来, 使之逐步达到总体最优。图 5 表示采用

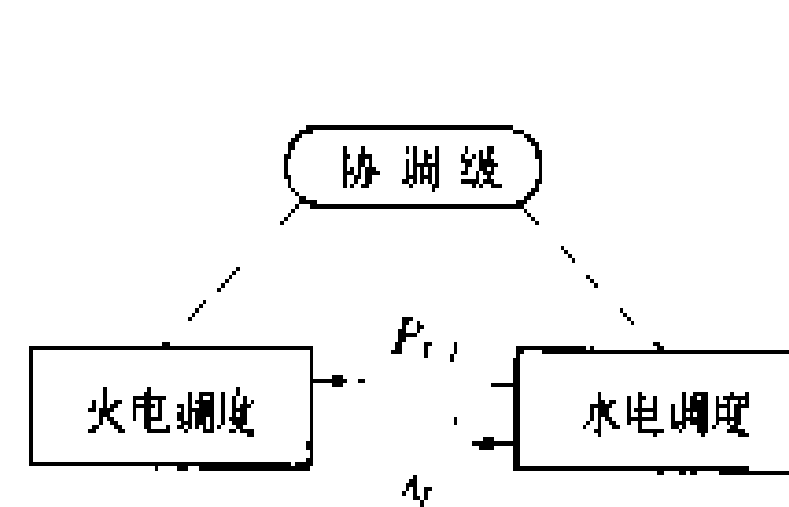


图 5 水电火电分解协调

$\lambda$  协调的水电火电调度的优化过程。火电子系统是在固定水电计划的条件下 (即已知各  $P_{j,t}$ ) 优化火电计划; 协调级将火电优化调度得到的各时段系统等值发电费用  $\lambda$  送给水电调度子系统, 水电调度子系统在已知的  $\lambda$  条件下优化水电计划 ( $P_{j,t}$ ); 协调级将新的水电计划 ( $P_{j,t}$ ) 送给火电调度子系统。重

复这一过程,直到总的发电费用不再下降便达到了水电火电最优调度计划。

#### 参考书目

Glimm A F, Kirchmayer L K. Economic Operation of Variablehead Hydro - Electric Plants. AIEE Trans. Vol. 77, 1958

Chandler W G. Short - Range Economic Operation of a Combined Thermal and Hydro - Electric Power Systems. AIEE Trans. Vol. 72, 1953

Kirchmayer L K. Economic Control of Inter-connected Systems. John Wiley and Sons, 1959

(于尔铿)

shuihao weizonglu

**水耗微增率** (incremental water consumption) 水力发电机组或水电厂输入耗水量增量与输出功率增量之比,在输出功率增量趋近无穷小时的极限值。用公式表示为

$$\text{水耗微增率} = \lim_{\Delta P \rightarrow 0} \frac{\Delta W}{\Delta P}$$

式中  $W$  为输入耗水量;  $P$  为输出功率。

水力发电机组或水电厂在某一给定功率点上的水耗微增率等于水力发电机组或水电厂耗水量特性曲线在该点的斜率。不同输出功率相应有不同的水耗微增率值,一般水力发电机组水耗微增率与输出功率的函数关系曲线是向上弯曲的。应该严格区别水耗率和水耗微增率两者不同的含义。水耗是水力发电机组或水电厂在某一水头下发出一定电力所需的水流量,也称耗水量。水耗率为输入耗水量和输出功率的比值,是度量水力发电机组或水电厂在某一运行功率下的平均单位耗水量,而水耗微增率则表示在某一运行功率上额外增加或减少一个单位的功率时的水耗增加值或减少值。应用水耗微增率能方便地找出应由哪些水电机组或哪一个水电厂担负系统总负荷的微量变化,使系统总的耗水量最少。水耗微增率是度量水力发电机组和水电厂的运行经济指标之一。为了降低水耗微增率值,应经常采取措施,提高机组的运行效率,尽量减少引水设施的水头损失。

(李朝安)

shui mei zhuanhuan xishu

**水煤转换系数** (water to fuel conversion factor) 在电力系统中水电厂发单位电量的用水量所替代的火电厂发单位电量所用标准煤量,以  $\gamma$  表示。

具有水电火电的混合电力系统,其等微增率方程

式为

$$\frac{dF_s}{dP_s} = \gamma \frac{dQ}{dP_h} \quad (1)$$

式中  $F_s$  为火电总煤耗,  $t/h$ ;  $P_s$  为火电总出力,  $MW$ ;  $Q$  为水电厂耗水量,  $m^3/h$ ;  $P_h$  为水电厂出力,  $MW$ ;  $\gamma$  为水煤转换系数,  $t/m^3$ 。当火电系统的功率微小变化被转移到水电厂时,则有  $dP_s = dP_h$ 。于是由式 (1) 得

$$\gamma = \frac{dF_s/dP_s}{dQ/dP_h} = \frac{dF_s}{dQ} \quad (2)$$

式中  $\gamma$  为水煤转换系数,其值等于水电厂发电用水变化单位流量时火电系统发电标准煤耗的变化量。 $\gamma$  的度量单位是标准煤 ( $t$ ) / 水 ( $m^3$ )。 $\gamma$  值越大,水电厂耗用  $1 m^3$  水量所替代火电系统的标准煤量也就越多。

水电火电混合的电力系统按等微增率的经济调度中,水煤转换系数必须通过选择来决定。这种选择须满足一定条件。如对于水头不变(或水头变化可以忽略不计)的水电厂,在运行周期内必须用完规定的水量;对于变水头水电厂,在运行周期末水库水位必须泄落到规定的范围。对于不变水头的水电厂,在整个运行周期内,水煤转换系数始终保持为常数;而对于变水头的水电厂, $\gamma$  是时间的递减函数,即在运行周期开始时, $\gamma$  值大,越接近周期末其值越小;如  $\gamma$  值为零,则表明额外增加  $1 m^3$  水所替代的标准煤为零,此时继续增加水量就变得不经济了。

(李朝安)

shuiqing xinxi

**水情信息** (information of regimen) 见电力系统调度信息。

Sulian dianli xitong

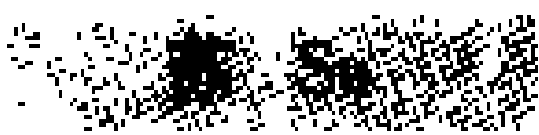
**苏联电力系统** (electric power systems in USSR) 1991 年原苏联解体前,苏联境内各电力系统构成的统一电力系统。

**电力系统的发展历史** 电力系统的建立与发展大致上可分为 4 个阶段。

(1) 1920 年以前。建设一些孤立的发电厂和电力网。

(2) 1921~1940 年。建成莫斯科国家发电厂和彼得堡发电厂,在顿巴斯、图拉、布良斯克实现了发电厂间电力网的互联。到 1940 年时,已形成的地区电力系统有:莫斯科、列宁格勒、第聂伯、乌拉尔。全国发电厂的总装机容量达到 11193 MW,发电量达到 483 亿  $kW \cdot h$ ,在 1933 年建成苏联第一条 220 kV 的输电线,共建成 35 kV 及以上电压的输电线路 20180 km。

(3) 1940~1955 年。卫国战争期间,苏联电力系



统遭受严重破坏，工业基地东移，要求向乌拉尔、西伯利亚输电。1945 年成立了中部联合电力系统，它包括莫斯科、雅罗斯拉夫、伊凡诺夫和高尔基电力系统。此后，又形成南方联合电力系统，它包括第聂伯、顿巴斯、罗斯托夫等电力系统。

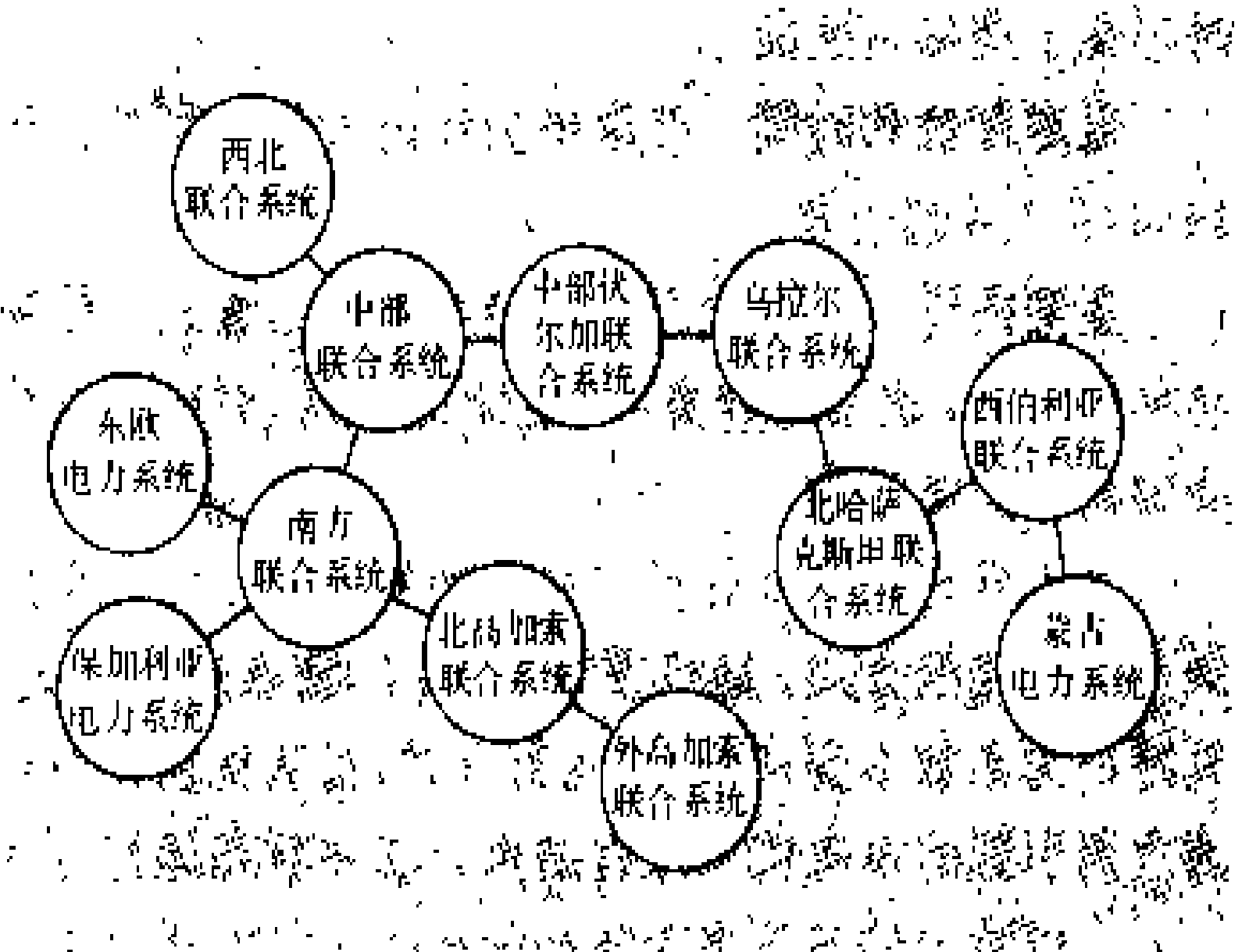
(4) 1956 年以后，架设了连接伏尔加中部的 500 kV 输电线，把列宁水电厂、苏共二十大水电厂和中部、乌拉尔联合电力系统连接起来，后来又通过伏尔加格勒-顿巴斯线路实现了和南方联合电力系统的连接，1959 年在莫斯科建立了全苏统一电力系统联合调度管理局。到 1970 年，苏联欧洲部分统一电力系统宣告建成，它包括七个联合电力系统（中部、乌拉尔、中部伏尔加、北高加索、南方、西北、外高加索），装机容量占全国总装机容量的 63.1%，发电量占 71.5%。与此同时，还建成 4 个未与统一系统相连的联合电力系统：西伯利亚（1960 年）、中亚（1960 年）、北哈萨克（1969 年）、远东（1969 年）电力系统。此后，北哈萨克系统于 1975 年和统一电力系统相连；1976~1980 年期间，分布在伊尔库茨克和鄂姆斯克之间的西伯利亚联合电力系统也并入统一系统，至此构成全苏统一电力系统，它的总装机容量达 2.234 亿 kW，约占全国的 84%，发电量则占全国的 89.5%。1979 年，全苏统一电力系统通过 750 kV 线路和匈牙利系统相连，此后又相继和其他东欧国家的电力系统互联。

**电力系统状况** 1989 年全苏联总装机容量为 341000 MW，年发电量为 17220 亿 kW·h，二者均仅次于美国而居世界第二位。其特点为：①已形成规模很大的全苏联统一电力系统，其总容量已占全国总装机容量的 85% 以上；②以本国的动力资源和国产的电力设备作为发展的基础。到 1987 年，苏联已形成 11 个联合电力系统，其中中部、乌拉尔、伏尔加中部、南方、北高加索、西北、外高加索、北哈萨克、西伯利亚等 9 个联合系统组成全苏统一电力系统，只有中亚和远东两个联合系统尚未并入统一系统。此外，统一电力系统它还和某些东欧和亚洲国家的电力系统连接，这些国家包括：波兰、捷克斯洛伐克、保加利亚、罗马尼亚、民主德国、匈牙利、蒙古、芬兰、挪威、土耳其、希腊。全苏统一电力系统横跨欧亚两大洲，从东到西约 7000 km，由南到北约 3000 km，供电范围达 1000 万 km<sup>2</sup> 是世界上特大电力系统之一，其结构示意图。

**水力发电** 1989 年苏联的水电厂装机容量为 64400 MW，占电力系统总装机容量的 18.9%，而水电厂所发电量为 2230 亿 kW·h，占总发电量的 12.95%。最大的水电厂为萨扬诺-舒辛斯克水电厂，总的装机容量为 6400 MW，单机容量为 640 MW。

**火力发电** 1989 年苏联的火电厂装机容量为

239200 MW，占总容量的 70.1%，火电发电量为 12860 亿 kW·h，占总发电量的 74.68%。到 1987 年初，装机容量在 1000 MW 到 4000 MW 之间的大型火电厂超过 75 座。最大的火电厂为苏尔古特第二火电厂，总装机容量为 4800 MW，单机容量为 800 MW，共 6 台。苏联的热电中心（既发电又供热，实现热电联产）的装机容量约占火电厂总装机容量的 40% 左右。



全苏统一电力系统的构成及其与某些国外系统的连接示意图

**核电厂** 自从世界上第一座核电厂于 1954 年在苏联建成投运以来，苏联核电厂的装机容量和发电量不断增长，1989 年的总装机容量为 37400 MW，占电力系统总装机容量的 10.97%，总发电量为 2130 亿 kW·h，占总发电量的 12.37%。苏联最大的核发电机组容量为 1000 MW，已安装 10 多台。1986 年 4 月 26 日切尔诺贝利核电厂第 4 号机组发生了反应堆堆芯毁坏事故，使世界为之震惊。

**输电线路** 1989 年苏联的交、直流输电线路的额定电压及长度见表。构成全苏统一电力系统的主干线路在东部为 220~500 kV 线路，而在西部为 330~750 kV 线路。世界上第一条 1150 kV 交流输电线路首先在苏联建成并投入运行，连接埃基巴斯图兹至乌拉尔，全长 1300 km。

参考书目

海外电气事业统计，海外电力调查会，1991

(郭永基)

苏联交、直流输电线路  
额定电压及长度

	额定电压 (kV)	线路长度 (10 <sup>3</sup> km)
交 流	35	374
	110	421.9
	220	132.9
	330	31.6
	500	42.2
	750	6.8
	1150	1.3
直 流	±400	0.5
	±750*	2.0

\* 埃基巴斯图兹-中部  
±750 kV 直流输电工  
程尚未完工投运。



Sulian Dianli Xitong Wending Daoze  
**苏联《电力系统稳定导则》** (*Guidelines for Power System Stability in USSR*)

苏联电力系统和其联网在稳定方面必须满足的要求。苏联电力和电气化部的设计和运行单位必须遵守此导则。

导则定义的电力系统是指任何一种彼此连接并按统一方式运行的发电厂、电力网和电力用户的组合，同时定义了连接与断面。

**批准单位和时间** 苏联电力和电气化部批准，于1984年7月起生效。

**主要内容** 包括电力系统接线及运行方式，传输功率的分类，扰动的分类，稳定储备系数，对电力系统稳定的有关规定等。

**电力系统接线及运行方式** 接线方式分为正常接线与检修接线方式。运行方式分为：①稳态运行方式，其特征为参数不变；②暂态运行方式，指从扰动开始到因之而引起的电磁机电过程结束；③在暂态运行方式之后，以稳定储备下降为特征的稳态运行方式为事故后运行方式。

**传输功率的分类** 根据电力系统稳定要求，在稳态运行方式下的断面传输功率可分为正常的、加重的及被迫的三组。导则同时规定了允许传送加重功率及被迫功率的条件。

**扰动的分类** 导则将扰动分为第Ⅰ组较轻的，第Ⅱ组较重的，第Ⅲ组最重的扰动三组。

(1) 第Ⅰ组较轻的扰动，如断开一回500 kV线路；线路发生单相短路，单相重合闸成功（500 kV以上电压线路）或不成功（500 kV及以下电压线路）；切除系统中非最大容量的一台机；由以上原因引起的功率缺额。

(2) 第Ⅱ组较重的扰动，如断开一回电压高于500 kV的线路；高于500 kV电压线路单相短路，单相重

合闸不成功；任何电压等级线路多相故障，重合闸成功与不成功；切除系统中最大容量一台机；由上述原因引起的功率缺额。

(3) 第Ⅲ组最重的扰动，如同时切除双回线或同一走廊的两回线；切除同一配置上的两台机；故障后断路器拒动，断路器失灵保护动作；同一母线段或配电装置断开，使电厂50%以上发电机组断开；由上述原因引起的功率缺额。

**稳定储备系数** 导则中定义了：①静态稳定储备系数，并规定用逐步加大输送功率的方法寻找极限传输功率，明确了计算过程中的某些要点；②负荷枢纽点的电压储备系数，并规定了计算极限电压的具体方法。

对电力系统稳定的有关规定

(1) 对电力系统稳定的规定见下表。

对电力系统稳定的规定

断面传输功率	最小有功功率储备系数	最小电压储备系数	保证断面稳定的扰动组别	
			正常接线	检修接线
正常的	0.20	0.15	I, II, III	I, II
加重的	0.15	0.15	I, II	I
被迫的	0.08	0.10		

(2) 在正常接线和正常传输功率下发生第Ⅰ组扰动时，不借助反事故自动装置就能保持稳定；由于最高电压等级的某一线路切除，使断面的静态稳定极限减小70%以上或小于定义的无规律变化功率计算值的三倍时，允许失去稳定。

(3) 规定了准许传送被迫功率和传送Ⅱ、Ⅲ组扰动可能破坏稳定的功率的条件。

(4) 规定了利用自动解列终止非同步运行和以自动解列为后备的有条件的再同步。

(王梅义)



# T

tegoopin baohu

**特高频保护** (ultra - high frequency pilot protection system) 利用特高频(波长为10~1 dm 波段)通道传输本线路各端保护信息,并以其综合比较为动作判据的一种线路纵联保护。

**特点** ①根据无线通信频率的管理与分配,特高频保护的通道工作频率在400~500 MHz 频段内;②工作于分米波段,故特高频通信设备与天线结构比微波通信简单,实际上是一种简易的微波通信方式。

**用途** 特高频通信一般采用多路频分制,适用以移频或调频方式工作的模拟式线路纵联保护。与微波通信相比,特高频通信设备简单但传输频道有限,可以在工业干扰不大的高层建筑间作短距离通信之用。在电力系统中只能用作视距内的厂、所间通信;由于不能提供足够宽的频道,限制了在高性能的线路纵联保护中的使用。纵联保护虽可使用专用的特高频通信设备,但是由于该设备比保护装置复杂又不利于运行维护,一般只在个别特殊条件下采用。

(张延龄)

tigao dianli xitong wending cuoshi

**提高电力系统稳定措施** (measures for power system stability enhancement) 为保证电力系统稳定运行所采取的措施。它是电力系统规划设计中的一个重要内容。电力系统稳定是指电力系统遭受到扰动后,系统中的各同步发电机仍能恢复同步运行以及各节点的电压恢复到可接受水平的能力。影响系统稳定的因素为:系统遭受扰动的大小与时间长短,网架结构与潮流状况,发电机组的阻抗及惯性,输变电系统的设备参数,机组调压、调速性能及系统自动化控制装置功能等。

进行电力系统中期规划时可供选择的提高稳定措施包括:①提高输电线路电压等级;②改善电力网结构;③采用串联电容补偿;④采用并联补偿;⑤改善发电机励磁调节系统;⑥快速切除故障;⑦合理配置安全稳定控制装置;⑧采用直流输电方式等。

**提高输电线路电压等级** 此措施可使线路的自然功率按与电压平方成正比例增大,从而增加线路的传输能力,对提高静态稳定和暂态稳定都非常有效,但线路和变电所的投资也随之增加。

**改善电力网结构** 合理的电力网结构是电力系统安全稳定运行的基础,电力网结构应满足:①能适应系统发展变化和各种运行方式下潮流变化的需要,并具有一定灵活性。②任一元件无故障断开时应能保持电力系统的稳定运行,且不致使其他元件超过事故过负荷的规定运行。③应有较大的抗扰动能力,能满足电力系统可靠性准则的要求。④实现分层和分区。为满足以上要求,一般情况下,采用分散外接电源,即各个外部电源经过各自的输电回路接入受端系统,并且每一外部电源的容量,不超过全系统总容量的一定比重。其次,加强受端系统,主要是加强受端系统内部的最高一级电压的网络联系及加强受端系统的电压支持。要避免采用高低压电磁环网、距离过长或联系阻抗过大的单回线、弱联系特大环网以及受端系统过弱的多回路等。

**采用串联电容补偿** 在高压输电线路串联电容器,用电容器的容抗补偿线路的感抗,从而使总的等值电抗减少。这相当于减少线路的长度,从而提高静态和暂态稳定。电容器容抗与线路感抗之比称为补偿度。补偿度愈大,等值电抗愈小,对提高稳定愈有利。但补偿度太大,可能使短路电流过大,还可能引起次同步谐振和自励磁等危害。因此,一般补偿度都不超过50%。串联补偿电容器都由若干个电容器经适当串、并联组成。它们可以集中或分散安装在变电所或开关站内。有时在系统故障后可自动切换部分电容器以短时提高补偿度,这称为“强补”,从而提高暂态稳定。

**采用并联补偿** 在系统内选择适当的变电所,装设带自动励磁调节控制装置的同步调相机或静止无功补偿装置,使调相机或静止无功补偿装置的端点或其高压母线电压维持恒定,对提高静态稳定和防止电压崩溃尤为有效。

**改善发电机励磁调节系统** 在静态稳定方面,合理地采用自动励磁调节器,其作用相当于将发电机某一电抗后的电动势甚至端电压维持不变,即相当于将发电机电抗减小甚至减小到零,从而提高系统的静态稳定。对于暂态稳定,采用高励磁顶值、快速响应的励磁系统,可以使发电机在加速过程中迅速增大励磁,从而有效地改善暂态稳定。在现代大型发电机上采用晶闸管励磁调节器或采用直接励磁方式,以提高励磁顶值和上升速度,对提高稳定效果显著。另外,在励磁系统中加入电力系统稳定器,是目前抑制低频振荡的有效而且获得广泛应用的措施。



**快速切除故障** 快速切除故障是保持电力系统中发电机并列运行稳定性的不可缺少的有效措施。切除故障允许时间与电力系统稳定要求、负荷的允许电压、频率偏移值和时间以及人身和设备安全等因素有关。对超高压送电线路或母线，切除故障时间一般应不大于 0.1 s。

**合理配置安全稳定控制装置** 提高系统稳定既经济又有效的措施。安全稳定控制主要有各类自动重合闸、送端系统的电气制动、汽轮机快速调节进汽阀和切机等。联络线的负荷紧急控制、预定地点的解列、受端系统的切负荷、自动低频或低电压减载，根据需要还可以采取区域性的集中式安全稳定控制措施。（见提高电力系统稳定二次系统措施）

**采用直流输电方式** 直流输电不存在稳定问题。常用远距离大功率直流架空输电线路连接两个不同频率或不要求同步运行的交流系统。也可以采用交直流并列输电，利用直流系统的快速调节特性，维持交流系统的稳定。

电力系统规划阶段的提高稳定措施设计，目前还没有形成一种系统的、严密的方法，某些措施采取与否，不仅取决于电力系统的可靠性准则，也与电力系统其他问题密切相关。例如采用串联电容补偿或并联补偿，无功补偿配置和调压手段等有关，提高电压等级和增加输电线回路数则更涉及到电力系统的整体规划设计。目前采用的方法一般是在满足电力系统规划设计中的其他要求及可靠性准则的前提下，拟定出几种合理可行的方案，进行综合技术经济比较，从而确定一种较经济、实用的方案。

#### 参考书目

王梅义，吴克昌，蒙定中，大电网系统技术，北京：水利电力出版社，1991

波尔特诺伊，拉比诺维奇著，电力系统稳定性的控制，张金城，郑美特译，北京：电力工业出版社，1982

（夏道止 董柏林）

tigao dianli xitong wending erci xitong cuoshi

**提高电力系统稳定二次系统措施** (supplemental control measures for the enhancement of power system stability)

通过自动装置的动作，控制与调整电力元件及设备的运行状态，以促进电力系统稳定运行的各种自动化措施总称。在近代电力系统中，为了充分利用输电线路的传输能力，增加廉价电能（如水能、核能等）的利用率，和在正常运行情况特别是在事故后运行情况下传输必要的功率，以及弥补由于各种原因造成的输电线路建设计划推迟带来的暂时问题，促进了这种自动化措施的广泛采用。恰当地运用这些措施，并能按预定要求动作时，可以取得极

好的技术经济效益，但有些自动化措施的实施，可靠性较低，某些拒绝动作或误动作都将给电力系统带来混乱，也给调度管理与现场运行管理带来一定的复杂性。按系统稳定条件，这些措施可按静态稳定、暂态稳定和动态稳定分类。

**提高静态稳定的二次系统措施** 同步发电机的励磁调节系统对配出的高压输电回路的静态稳定送电极限功率有直接影响。一般发电机都配置有自动励磁调节系统，并按反应机组机端电压的偏差值进行调节，调节系统的反应愈快，愈能及时随负荷变化修正机端电压，使输电回路得以保持较高的静态稳定送电水平，提高其极限送电功率。恰当地增加其他参量如电压变化率、电流量等作励磁控制的附加环节，可以进一步发挥励磁调节对提高系统静态稳定的效果。但过快的励磁调节速度，有可能诱发电力系统的动态不稳定，而需另加纠正措施。

**提高暂态稳定的二次系统措施** 主要包括：加速故障切除时间；切除发电机组；快速减火电机组原动机出力；输电线路自动重合闸；电气制动；发电机快速励磁和切集中负荷。

**加速故障切除时间** 特别是加速发电厂配出的高压输电线路出口附近发生多相故障时的故障切除时间，是最根本也是远较其他措施更为有效的一种暂态稳定措施。它的作用在于直接减少发电机组在短路过程中获得的加速能量，从而防止破坏系统暂态稳定。快速切除故障，还可以为其他稳定措施发挥效能提供前提条件。如果故障切除时间为零，则短路故障的后果和正常运行时突然手动切除该故障线路的后果完全一样；而如果故障切除时间过长，不待短路故障切除，发电机组已与系统其余部分失去了同步，不再可能保持系统的暂态稳定。故障切除时间是继电保护动作时间与被控断路器动作时间之和。在 220 kV 及以上电压等级电力网中，故障切除时间最快已达一个工频周波左右，一般在 2.5~5 个工频周波间。

**切除发电机组** 保持系统稳定送电的最基础条件是，输电系统可以安全稳定地传输的功率水平大于要求它必需传输的功率数值。因此，当电力网的传输能力因线路突然断开而不能适应要求传输的电源容量，以致有可能引起系统失去稳定时，必须及时切除部分相应的电源，以减少输电网的传输功率到相适应的稳定送电水平。因此，在传输能力裕度不足的输电系统中，伴随输电网中某些关键线路的断开，同时及时地切除相应电源中的发电机组，减少电源出力，是保证输电系统稳定运行的一种必要手段。这种做法，在水电厂中运用最为广泛。

**快速减火电机组原动机出力** 对于带中间再热的

大型火电机组,当快速关闭中压阀门时,即可迅速地将输入到汽轮发电机组的机械力矩降至额定值的30%~35%,然后随着中压阀门的再开启,而逐渐恢复到原来的数值;如果同时部分地关闭主调节汽门,当中压阀门再开启后,输入到汽轮机的原动力矩将低于原来的数值,例如降到额定值的60%左右,从而达到部分切机的效果。前一种方式叫“短暂快关(汽门)”,后一种叫“持续快关(汽门)”。实现“快关”,较切机更有利于保持事件后的系统稳定。

**输电线路自动重合闸** 主要用于恢复电力网的完整性,以保持继续送电或用以应付连续而来的相继故障。(见自动重合闸)

**电气制动** 发电机组因配出高压输电线路故障而获得加速能量,从而产生暂态稳定问题。如果及时地对机组增加额外的电负荷,以抵销上述影响,即可改善故障后发电机组对系统的运行稳定性。为此而在机端或高压侧母线短时地投入具有相当容量的电阻负载,叫“制动电阻”。这种提高系统稳定水平的方式,多在水电厂。为了正确地发挥“制动电阻”的预定作用,要求在故障后能快速投入并按系统状态要求及时退出,退出的理想条件是当发电机转速第一次恢复到与系统同频率之时。

**发电机快速励磁** 如果发电机设置具有高初始快速反应励磁系统(例如由机端供电的晶闸管励磁系统)并按机端电压偏差调节时,在系统暂态过程中,供给发电机的励磁电压将基本上随电压偏差作反方向的同时变化,力图快速恢复机端电压到额定值,提高了短路切除后配出高压母线的电压水平,降低发电机组在暂态摇摆的第一个振荡周期中达到的对系统的最大摆角数值,从而相应地提高发电厂配出的高压输电线路在短路切除后的暂态稳定送电水平。这种快速初始反应励磁系统简称快速励磁系统。对于一般的慢速调节励磁系统,当增大最高励磁电压和励磁调节控制回路中的放大倍率时,也可以部分地达到快速励磁的效果,是一种常用的提高暂态稳定的措施。

**切集中负荷** 如果受端系统缺少足够的动态无功电源,如发电机、调相机等,在发生因短路故障及其切除后的系统动态过程中,容易因受端电压不能维持高水平而导致系统失去暂态稳定。及时切除受端系统部分负荷,有利于提高受端系统电压。应用时首先应切除按合同安排的“可切负荷”。

**提高系统动态稳定的二次系统措施** 在同步机励磁调节系统和静止补偿器调节系统中增设附加环节。

**同步机励磁调节系统中增设附加环节** 实际系统中的动态失稳原因,主要来源于同步机励磁调节系统,

特别是快速励磁调节系统带来的负阻尼效应。在励磁调节系统中,除按电压偏差调节外,还增加最终反应于同步机转速偏差(相对于主系统)并具有恰当相位补偿的附加环节,使快速励磁系统转而提供正的阻尼力矩,从而消除系统动态失稳现象。上述的附加环节,称为电力系统稳定器或励磁调节系统的附加反馈。

**静止补偿器调节系统中增设附加环节** 如果在发生动态失稳的线路母线侧装有静止补偿器,可以在它的电压调节系统中增加反应于线路传输有功功率微分符号正负的控制信号,改变可提供的无功功率正负及大小,以影响传输线路的母线电压,从而获得抑制传输功率振荡的效果。这个附加环节,称为“功率振荡衰减器”。

见电力系统安全自动装置。

(王梅义)

tian xian

**天线** (antenna) 一种能将射频电能与空间电磁波能进行相互能量变换的装置。

利用天线的方向特性不仅可节省发射机的功率或降低对接收机的要求,还可以实现测向、导航、雷达定位和定向通信等。

天线(参见彩图插页第20页40图)的形式很多,它可按用途、波段、激励方式、外形、方向性等进行分类。

天线特性可用方向性系数、增益系数、半功率角、前对背防卫度、效率、副瓣电平、输入阻抗、辐射阻抗、有效长度、噪声温度及极化方式等参数来表征。

电力系统通信常用的有:八木天线、抛物面反射器天线、卡塞格伦天线、整形卡塞格伦天线以及无线电反射器等。

**八木天线** 由一个有源半波振子(通常为折叠式),一个或若干个反射器(稍长于半波振子)和一个或若干个引向器(稍短于半波振子)组成的一种线形端射天线(见图1)。这种天线的优点是结构简单,馈电方便,重量轻,便于架设和转动,具有一定的增益。缺点是频带窄,欲获更高增益,则需由若干个八木天线组成八木天线阵。这种天线在超短波和微波低频段应用较广。



图1 八木天线结构

**抛物面反射器天线** 由抛物面反射器和位于其焦点上的照射器组成的面式天线,简称抛物面天线。通常采用喇叭或带反射器的对称振子作为照射器。抛物面反射器的形状有多种,如旋转抛物面、柱形抛物





面、切割旋转抛物面等。与光学探照灯原理相似，由照射器辐射的球面波经抛物面反射器反射后，变成平面波向正前方传播出去（见图 2）。这种天线有较强的方向性和较高的增益，频带较宽，在微波段广为使用。

**卡塞格伦天线** 根据光学卡塞格伦望远镜原理制造的。通常主反射面为旋转抛物面，副反射面为旋转双曲面。双曲面的一个焦点上放置初级馈源，另一焦点与抛物面的焦点重合。初级馈源辐射的，再由双曲面反射的球面波通过抛物面反射后，以平面波形式向正前方传播（见图 3）。该天线不仅缩短了总的轴向尺寸，并可将低噪声放大器安装在初级馈源附近，使馈线大大缩短，从而降低了噪声温度。

**整形卡塞格伦天线** 与卡塞格伦天线相对应的整形（改进型）卡塞格伦天线，是通过改变主副反射形状来提高天线面积利用系数，以达到提高效率的目的。这类天线在卫星通信和微波通信中使用较多。

**无线电反射器** 在微波通信电路中，为了绕过中间障碍物，或者省去长的馈线，或者取代一个有源中继站以及其他原因，往往仅需改变电磁波的传播方向，这时要用到无线电无源反射器。为降低损失，所用的潜望镜式天线系统也是无线电反射器的应用典型实例。其有关示意图见图 4。

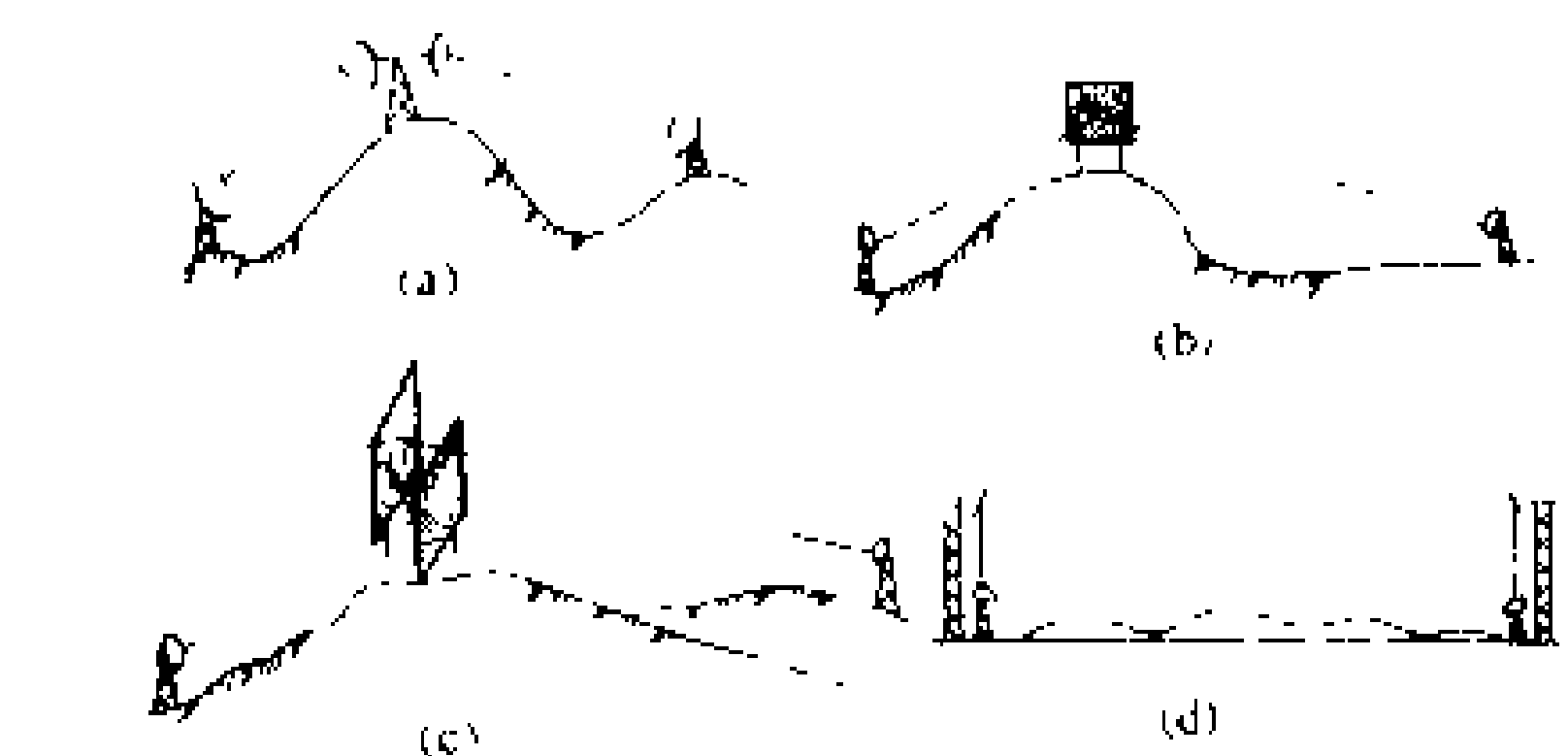


图 4 无线电反射器的应用示意图  
(a) 抛物面天线对接方式；(b) 单无源反射器；(c) 双无源反射器；(d) 潜望镜式天线系统

(周鸿顺)

tiapin fadianchang

**调频发电厂** (frequency regulation power plant) 承担电力系统频率调整任务的发电厂。

调频发电厂一般选择除径流式以外的处在非洪水期的水电厂和调整容量大、调整速度快的火电厂。调频发电厂的出力在输电及水利方面应少受限制，同时应具备实现自动调频的条件。在手动调频的情况下，有些电力系统把全部发电厂划分为三类，即主调频电厂、辅助调频电厂和按计划发电的电厂，对三类电厂均有调整频率偏移幅度的规定，以避免对频率的过调或欠调。现代电力系统采用自动调频，实行调频、经济调度和联络线潮流的综合控制。（见有功功率与频率自动控制）

(惠子厚)

tiaozhi jietiaoqi

**调制解调器** (modulator - demodulator; modem) 见运动通道。

tingdian sunshi

**停电损失** (outage cost) 由于电力供应不足（包括频率和电压降低）或电力系统发生故障导致供电中断，对用户停电而造成的经济和社会损失。

**停电影响** 停电对用户的影响主要与用户的类型（如工业、商业或住宅）、用电性质（如加热、照明、电动机驱动或计算机）、用户的生产过程以及停电的特点（如时间长短、停电预先通知的早晚、停电发生频次和发生的时间以及停电范围）等有关。

工业用户的停电可能造成生产损失、设备损坏、材料报废、产出次品和危及人身安全等。商业用户停电可能导致销售减少、库存产品损坏、危害职工和用户人员的健康。住宅停电时间过长可能造成经济上的损失，如食品腐坏或浪费，短时停电也将造成烹调和家庭清扫以及闲暇时间的损失。对现代高层建筑的办公楼、宾馆、饭店、住宅等停电则将造成办公、营业和生活的极大不便和混乱。

停电影响可分为直接影响和间接影响。

**直接影响** 或称即显性影响，是由停止供电直接造成的影响，在停电的当时即显示出来。直接影响又可分为经济影响和社会影响。直接经济影响可能是生产损失、食品腐坏和供电部门损失（损坏设备或电费损失）；直接社会影响可能是由于运输工具停运面造成的不便，空调停止造成的室温失调等。直接影响较易确定并且大部分直接经济影响可以用货币估算出其损失。

**间接影响** 也称后效性影响，在停电的当时并不显现，而是要在延迟一段时间以后才显现出来。间接影响又可分为经济的、社会的和组织的。间接经济影响为



企业间的协作因停电而受影响以及因预期将发生停电而增加措施的费用。如由于A工厂停电,供给B厂配件或原材料供应不足而使B厂生产减少;某工厂为避免停电影响而增设备用电源等。间接社会影响可包括社会秩序的混乱、骚扰和破坏。在1977年纽约大停电事故中,仅间接社会影响即造成2.9亿美元的损失(直接影响损失约为5500万美元)。组织影响包括停电对紧急组织或对某些组织的计划和程序打乱的影响。

**停电损失的分类** 视停电对用户影响的性质,停电损失亦可分为直接停电损失和间接停电损失。

**直接停电损失** 由于直接停电影响而对用户造成的损失。它一般直接反映在产品成本、性能效益以及经济和社会活动中,如:①产品产量减少、质量降低或损失;②生产设备损坏和闲置或损失;③人工的浪费和闲置;④原材料的损失和浪费;⑤食品、药品的变质和腐坏;⑥计算机服务和信息传递的破坏;⑦商业业务活动的中断和停顿;⑧电气化运输和交通的中断和停顿。

**间接停电损失** 由于间接停电影响而对用户造成的损失,包括经济、社会和组织方面的损失,如:①供水系统中断;②污水和垃圾系统的停顿和损坏;③交通阻塞和高层建筑生活和工作秩序的混乱所造成的损失;④治安秩序的破坏,抢劫、偷盗和破坏所造成的损失;⑤社会活动中止和取消所造成的损失;⑥企业协作受停电影响而造成的损失;⑦被迫修改或延迟计划而造成的损失。

**停电损失的估算方法** 包括工业用户停电损失的估算方法和住宅用户停电损失的分析方法。

**工业用户停电损失的估算方法** 一般的估算方法有如下五种。

(1) 按照单位时间或单位用电量的产值来估算停电损失。

(2) 输入输出法。首先确定一系列的输入输出系数 $b_{ij}$ ,它表示部门 $j$ 在另一部门 $i$ 的产品最终需量减少一单位货币时的用电量减少值。如果部门 $j$ 的输出不是部门 $i$ 的一项输入,则 $b_{ij}=0$ 。设 $c_j$ 为部门 $j$ 的用电量,则 $b_{ij} \times c_j$ 即为部门 $i$ 减少一单位货币输出而使部门 $j$ 用电量减少总数量, $b_{ij} \times c_j$ 的倒数就是部门 $j$ 的供电量减少 $1\text{kW} \cdot \text{h}$ 时,所造成的在 $i$ 部门中的产值损失。

(3) 得尔逊(Telson)法。每停电 $1000\text{kW} \cdot \text{h}$ 的损失,有二个上限估算值。较大的上限值表示某地区总产值与工商用户消费总电量的比值,较小的上限值则是该地区的总工资额与全部工商用户用电量的比值。

(4) 调查访问法。瑞典和加拿大采用了访问、会晤和发送调查表格来统计分析停电对工业生产的影响的方法。

(5) 世界银行推荐的工业停电损失算法。计算公式为:设某企业在某年内的基本停电损失总值为 $OC_B$ ,当不考虑用加班生产来弥补生产损失的一部分时,则

$$OC_B = SPC + IFC - RC$$

$$\begin{aligned} \text{其中} \quad SPC &= \sum_{i=1}^f \beta(d_i) \frac{Q}{h} \\ IFC &= \sum_{i=1}^f [\epsilon d_i + \bar{\epsilon} r(d_i)] \frac{Q}{h} \\ RC &= \lambda IFC \end{aligned}$$

式中SPC为被损坏了的产品价值; $Q$ 为所增加的每年总值; $h$ 为该年度内工厂生产的总小时数; $f$ 为每年的停电频次; $d_i$ 为第 $i$ 次停电的持续小时数; $\beta(d_i)$ 为在停电时间 $d_i$ 内的被损坏的产品价值; $r(d_i)$ 为停电时间为 $d_i$ 时的重新启动时间; $\epsilon$ 为停电期间内正常产值中没有生产出来的部分; $\bar{\epsilon}$ 为停电后重新启动期间不能生产出来的部分正常产值; $RC$ 为恢复费用; $\lambda$ 为按停电时间长短及其发生的时间而变化的系数; $IFC$ 为闲置因数费用。

设 $\epsilon = \bar{\epsilon}$ , 则

$$OC_B = \frac{Q}{h} \times \sum_{i=1}^f \{ \beta(d_i) + [d_i + r(d_i)] (1 - \lambda) \epsilon \}$$

对商业用户的停电损失一般可用对工业停电相类似的方法分析。

**住宅用户停电损失的分析方法** 介绍如下3种。

(1) 瑞典采用的分析法中估算了典型住宅用户的停电损失,包括所需替代能源的费用,家庭工作效率降低的损失,准备食品的损失以及对闲暇活动限制的损失等。

(2) 智利采用的分析方法中使用了下列两项费用来估算停电损失:①每千瓦小时电费;②暂时无用的家用电器的内含损失,即家用电器分布于使用寿命期间的年购置价格与运行费用之和除以年用电量的千瓦小时数。

(3) 莫汉·木纳辛格(Mohan Munasinghe)把家庭作为一个生产性单位,把诸如家庭成员的时间、电力和其他的输入品等资源组合起来以生产出产品或效果。由于未预料到的停电而损坏的或变成无效的用于家庭生产的资源价值,可用来估算停电造成的福利损失价值。家庭中把电力作为主要输入的重要产品或效果,是家务管理、营养品和闲暇三方面。按照这三方面分别估算其因停电造成的损失。

**各国估算的停电损失值** 下面列举美国、加拿大、瑞典、智利等国提出的停电损失值。由于国情不同、方法不同、时间不同,相互之间差异较大。

**美国的停电损失值** ①美国工商业部门的停电



损失值见表 1。②美国住宅的停电损失值见表 2。

表 1 美国工商业部门的停电损失

研究单位	适用范围	每停 1 kW·h 电的损失 (以 1977 年美元值计)
Cannon, IEEE (1971 年)	高度自动化的工业	14.99
Cannon, IEEE (1971 年)	自动化程度很低的工业	2.25
SRI (1980 年)	美国工业	6.56
SRI (1980 年)	美国全国商业	0.43
SRI (1976 年)	太平洋西北部工业	1.29
SRI (1976 年)	太平洋西北部商业	0.21
Telson (1972 年)	纽约工商业	1.70
Telson (1975 年)	纽约工商业	1.73
联合研究所 (1977 年)	纽约市所有部门	3.32
IEEE (1973 年)	大厂 小厂	4.99* 2.43** 26.69* 15.49**
Cannon IEEE (1974 年)	美国商业	8.87

- \* 每  $\frac{1}{3}$  小时停电损失。
- \*\* 每  $1\frac{1}{2}$  小时停电损失。

表 2 美国住宅的停电损失

研究单位	适用范围	每停 1 kW·h 电的损失 (以 1977 年美元值计)
SRI (1980 年)	全国平均	1.87
Jack Fauceff 联合会 (1979 年)	伊里诺斯州中心	0.84
国立 Argonne 试验室 (1978 年)	佛罗里达州要害地区	0.21
SRI (1976 年)	太平洋西部	0.15
SCI <sup>①</sup> (1978 年)	加利福尼亚州	0.10
CRCDC <sup>②</sup> (1977 年)	加利福尼亚州	0.10

- ① 系统控制公司 (System Control Inc, SCI)。
- ② 加利福尼亚州节能和开发委员会。

加拿大停电损失 表 3 所列加拿大停电损失值是由加拿大电力协会 (Canadian Electrical Association, CEA) 配电部在 1982 年春季会议上提出的, 具体调查工作由加拿大 Saskatchewan 大学进行的。

表 3 加拿大停电损失值

停电时间	损失值度量单位	不同用户的停电损失值			
		住宅	商业	工业	大用户
1min	美元	—	21	2748	30812
20min		0.22	131	6185	37308
1h		1.18	340	11385	47976
4h		11.87	919	19241	101125
8h	美元/(kW·h)	—	3418	42259	161098
1min		—	0.000106	0.000215	0.000538
20min		0.000028	0.000707	0.000862	0.000881
1h		0.000156	0.002046	0.001830	0.001758
4h	美元/kW	0.001566	0.007533	0.004579	0.003356
8h		—	0.019523	0.009956	0.005966
1min	美元/kW	—	0.28	0.70	1.80
20min		0.06	2.05	2.88	2.23
1h		0.31	5.88	5.19	3.19
4h		3.16	21.51	13.87	6.89
8h	美元/kW	—	63.06	27.60	10.47
8h		—	63.06	27.60	10.47

注: 表中数据引自 R. Billinton et al *Customer's Damage Resulting from Electrical Service Interruption* 和 Canadian Electrical Association, *Distribution Section*, Spring meeting, 1982。

其他国家的停电损失值 见表 4 及表 5。

表 4 工业停电损失

分析的国家或地区 (年份)	工业类别	每停 1 kW·h 电的损失 (美元)		备注
		停电 $\frac{1}{3}$ h	停电 $1\frac{1}{2}$ h	
中国台湾 (1975 年)	制 铝	0.03	0.03	根据工厂的单位产值的直接用电量求得平均值
	肥 料	0.05	0.05	
	酸、碱	0.05	0.05	
	钢	0.06	0.06	
智 利 (1973 年)	造 纸	0.16	0.16	根据输入输出法求得的停电损失为平均值
	化 工	0.42	0.42	
	水 泥	1.22	1.22	
	造 纸	0.20	0.17	
	基本金属	0.42	0.35	
	非金属采矿	0.52	0.43	
	印 刷	0.86	0.71	
	纺 织	1.17	0.96	
	非电气机械	1.33	1.33	
	化 工	1.83	1.83	
	木 材	1.86	1.86	
	橡 胶	2.01	2.01	
	皮 革	2.26	2.26	
	杂 项	2.28	2.28	
	家 俱	2.28	2.28	
	交通运输	2.56	2.56	
	电气机械	2.57	2.57	

续表

国家或地区 (年份)	工业类别	每停 1 kW · h 电的损失 (美元)		备注
		停电 $\frac{1}{8}$ h	停电 $1\frac{1}{2}$ h	
智利 (1973 年)	食品加工	2.84	2.84	根据输入输出法求得 的停电损失为 平均值
	石油、煤	3.01	3.01	
	鞋、衣服	3.20	3.20	
	饮料	3.90	3.90	
	烟草	8.11	8.11	
巴西卡斯 卡佛尔 (1977 年)	电话	1.98	1.97	根据详细的理论和 对 20 家公司的调 查结果而求得
	非金属采矿	1.00	1.10	
	冶金和机械	2.00	2.00	
	植物油	1.02	2.77	
	饮食	2.10	3.89	
	木材	4.74	2.76	
	其他	1.78	1.29	

注：表中数据引自 Mohan Munasinghe, *The Economics of Power System Reliability and Planning*.

表 5 住宅停电损失

国家或地区 (年份)	每停 1 kW · h 电的损失 (美元)	备注
智利(1973 年)	0.30	根据家用电器的闲置年份摊值
美国加利福尼亚州 (1977 年)	0.10	根据家用电器的闲置年份摊值
巴西卡斯卡佛尔 (1977 年)	1.30~2.00	根据家庭明显效用求最大值的模型求得并由用户愿支付的额外费用验证
英国(1977 年)	0.50~1.50	按工资率求得
牙买加(1976 年)	0.06	根据家用电器闲置年分摊值

注：表中数据引自 Mohan Munasinghe, *The Economics of Power System Reliability and Planning*.

参考书目

US Department of Energy. The National Electric Reliability Study Report. Report No. DOE/EP-0004, 1981

(吴竞昌)

起的电波衰落附加损失等。

在设计通信线路时要估计、计算或测量通道衰减，以便选择通道路由和通信设备的性能使通信线路工作在最佳状态。已在运行中的通信线路其通道衰减总是有一定幅度的变化。为了稳定通信终端机收信输出电平，应采取相应的措施，如调幅制采用自动电平调整、调频制收信端加限幅等以克服通道衰减变化所造成的影响。

(姜威宁)

longxin dianyuan

**通信电源** (power supply for communication equipment) 为通信设备提供电能的设备或系统。它是通信系统的重要组成部分，其供电质量和可靠性对保证通信系统的可靠运行起重要作用。

**通信电源种类** 通信设备一般用直流供电，常规采用的电压等级为 12 V、24 V、48 V 及 60 V。通常

由蓄电池供给，也可由交流电网经整流变换为直流供电；在没有交流电网或交流电源供电不可靠的情况下，可用柴油发电机组或太阳能电池配合蓄电池供电。对某些耗电很小的通信设备如手持电台，可由装在设备内部的小型蓄电池供电。

**通信电源的供电方式** 根据通信点的重要性有单一电源供电、主备用电源供电和不间断电源供电几种方式。

(1) 单一电源供电。用一路交流电源经整流器变成直流，向通信设备供电；也可以用一组电池直接供电。这种方式简单，但当电源损坏时，通信设备即停止工作。

(2) 主备用电源供电。用两路及以上电源向通信设备供电，其中一路为主用，其余为备用，或互为主备用。当主用电源停电时，备用电源经自动切换投入供电，主备用电源自动切换时间小于 200 ms。这种方式供电较单一供电可靠得多，但电源切换时对某些通信设备会造成瞬时中断。

(3) 不间断电源供电。用交流电源经整流输出直流与蓄电池并联浮充向设备供电，当交流电源停电时，蓄电池由浮充变为向负荷供电，不存在断电间隔。这种方式可靠性很高，交流停电期间根据蓄电池的容量能维持供电一定时间，为防止交流电源长时间中断，在重要的通信站往往还要装设柴油发电机组做为第三种备用电源。这种不间断电源系统是目前广泛

tongdao shuajian

**通道衰减** (channel attenuation) 信号在通道传输过程中的损失。其衰减数值等于发端注入通道的信号功率电平与收端由通道接收到的信号功率电平之差。造成通道衰减的原因是多方面的。对于有线通道有线路阻抗的压降损失、阻抗失配、分流损失、耦合损失、绝缘漏电损失以及由于气候环境变化所造成的附加损失等；对于无线通道有电波在空间传播的固有损失，收发天线的辐射损失，电波由于地形和障碍物的影响造成的绕射、反射、折射损失以及由于大气变化引

tong 通

使用的供电方式。

(刘祖丰)

tongxin jiekou

**通信接口** (communication interface) 见电力系统运动技术。

tongxin kongzhiji

**通信控制器** (communication control unit, CCU) 位于中央处理机与通信系统之间的连接点处用以完成通信管理和控制功能的设备。它为通信网络中的主机 (HOST) 实现通信管理功能, 对主机与各个终端的通信进程进行控制。根据控制器的缓冲方式可分为位缓冲方式、字符缓冲方式、字组缓冲方式和信息缓冲方式等四种。

**通信控制器的组成** 如图 1 所示, 包括线路接口部分、中央控制部分、计算机接口部分及控制存储器部分。

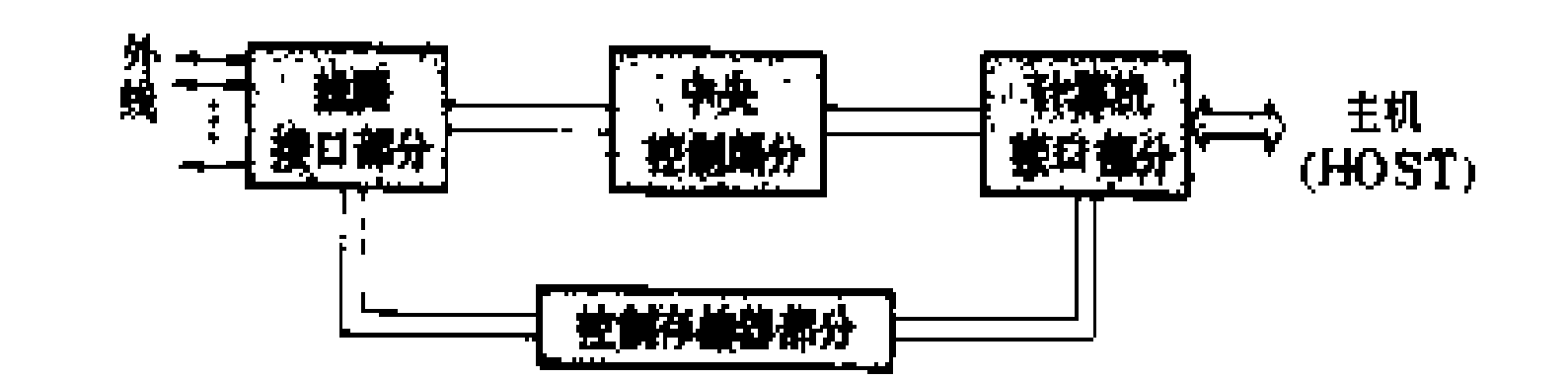


图 1 通信控制器的组成

**线路接口部分** 将通信控制器与外线连接, 实现比特 (位) 取样, 在发送或接收支路将比特组合成字符或将字符分解成比特。

**中央控制部分** 检测控制字符, 执行差错校验, 进行定时监视和实现传输控制规约的操作等。

**计算机接口部分** 实现与主计算机的接口和匹配, 执行与计算机的数据交换, 实现命令和状态的传送等。

**控制存储器部分** 用以存放每条线路的状态和控制信息的内容。

**通信控制器的功能** 主要功能有: ①提供与数据传输线路的电气接口; ②接收编码和发送编码 (位取样及发送); ③根据串/并变换原理, 将数据传输线路上的串行比特流汇集成字符或将字符变换成串行比特流; ④使数据传输线路上的数据信号速度与 CPU 传送速度相匹配; ⑤字符差错检验和附加检验比特; ⑥控制字符的检出和插入; ⑦将字符汇集成字组或报文, 反之将字组或报文分解成字符; ⑧字组检验和附加检验码; ⑨确认接续和结束等的传输控制; ⑩报文的处理和交换等。通信控制器的信息处理流程及其分类如图 2 所示。

**通信控制器与通信控制处理机** 通信控制器与通

信控制处理机 (CCP) 之间没有明确的界线, 当通信控制器除实现通信控制任务外还承担主机的有关通信方面的数据处理时, 通信控制器便成为通信控制处理机, 如信息缓冲型通信控制器即可认为是一种通信控制处理机。一般来说, 通信控制处理机是一个概念, 根据其应用情况和场合, 它可以是: 通信控制器 (CCU), 前置处理机 (FEP), 在国际上著名的 ARPA 网中称为 IMP, 远程数据集中器 (RDC/RP), 信息交换机 (MSW), 终端控制器 (TC) 或用作仿真的设备。

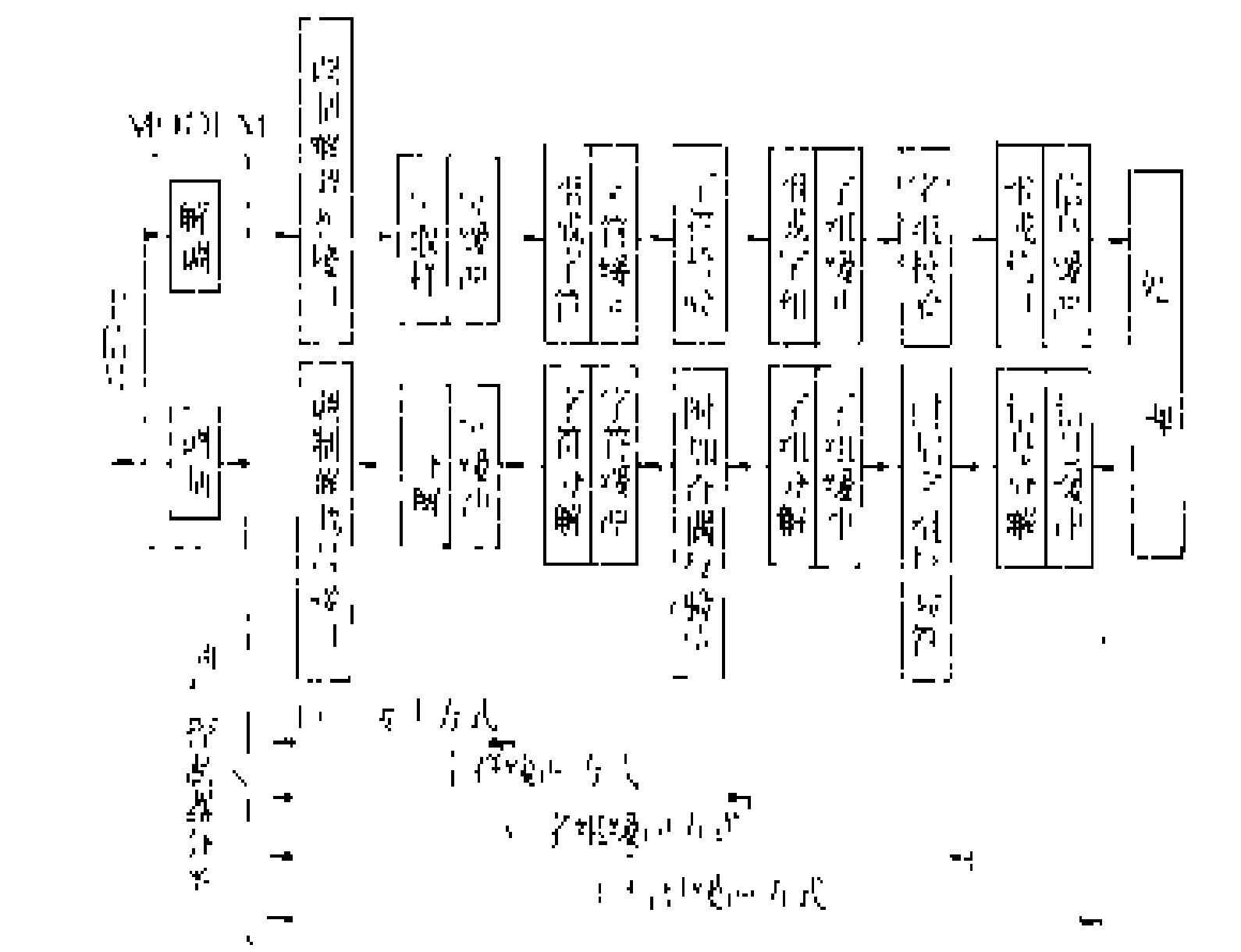


图 2 通信控制器信息处理流程及其分类

(马永超)

tongxinwang jiance xitong

**通信网监测系统** (communication network monitoring system) 应用计算机和数据通信技术采集通信网设备运行状况的集中监视系统。它为通信运行管理人员随时了解和掌握全网通信设备及通信线路的运行状况, 提供重要信息, 以确保电力系统通信网中各种信息稳定、可靠、迅速、准确地传送, 提高通信网络的运行率。

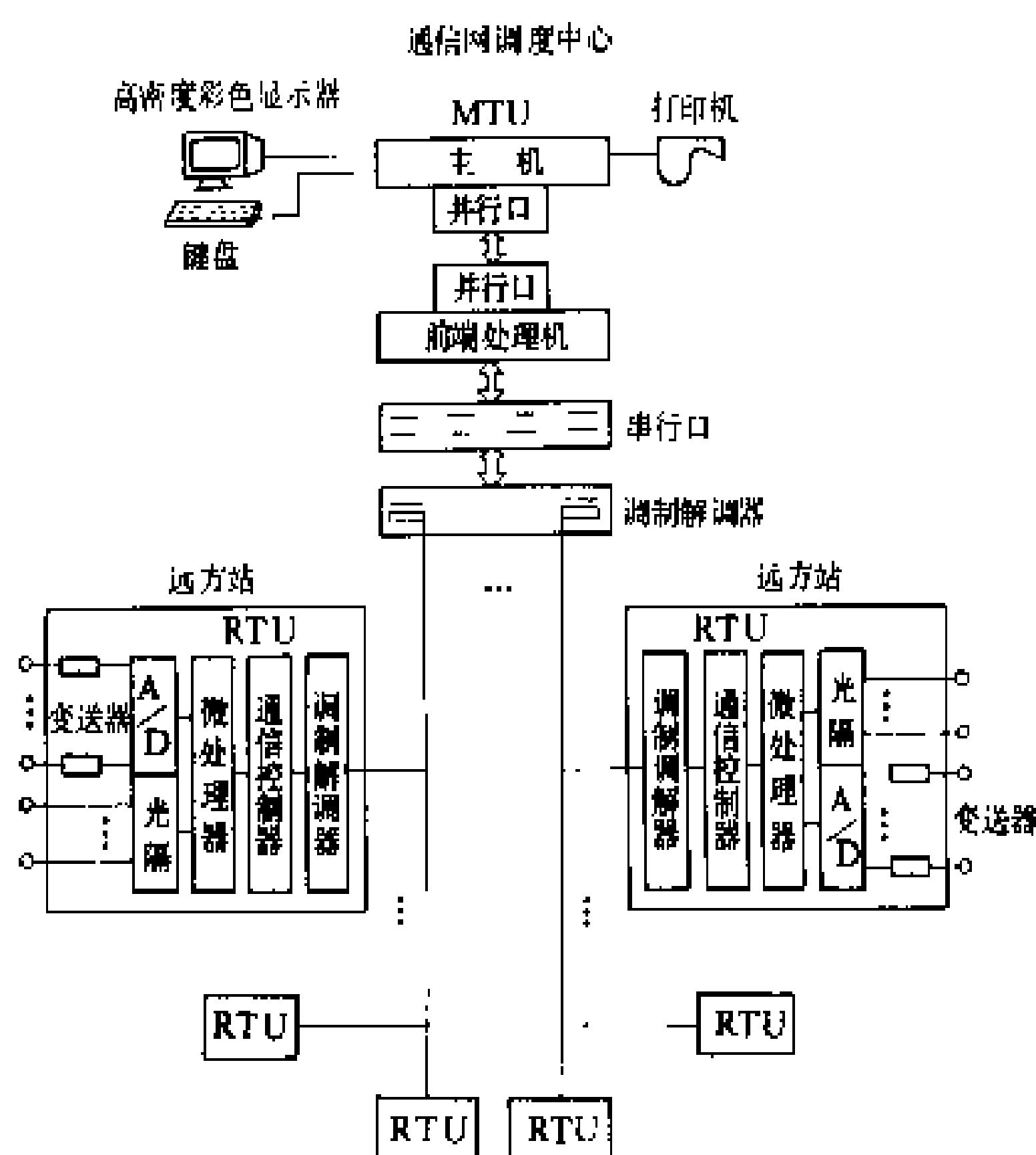
**通信网监测系统** 由一个主站 (MTU) 和若干远方站 (RTU) 组成。通信网监测系统构成原理框图如图所示。

**主站** 设在通信网调度中心用以汇集所有远方站送来的信息, 并进行数据处理加工的计算机设备。它具有分类存储、画面显示、告警显示、表格输出和定时打印等功能。它还能定时自动校准各 RTU 的实时钟, 设置和修改告警限。这些功能均通过人机会话操作实现。远方站送来的数据至少保存一个月。

**主站计算机** 的容量和远方站的数量根据监测系统的具体情况而定。

**远方站** 设在被测站用以巡回检测和监视当地通信设备及线路的模拟参数和状态参数的设备。它能进行初步处理并将结果送往主站。

远方站的核心部件是微型计算机,因此被监测的高频信号模拟量需经变送器变成直流信号,再经 A/D 转换成数字量后进行运算处理。如被监测量为状态量,则被监测量需经光电隔离进入总线。主站是定时依次询问远方站的。主站和远方站之间的信息传送是通过电力通信线路的一个话路信道或一个运动信道传送的,因此需经调制解调器(MODEM)进行调制和解调。一般采用四线全双工通信方式,传送速率通常为 1200 bit/s、600 bit/s 和 300 bit/s。



通信网监测系统构成原理框图

**模拟量监测** 远方站按一定时间间隔采集当地通信设备上的数据,采集的数据首先同告警限进行比较。若超限,则产生告警信号并发往主站,主站收到后在主机的屏幕显示器(CRT)上提示,伴有音响,经操作,显示变色的告警信息。当故障排除后,远方站再次向主站发送信号,主机则恢复正常数据显示。

**状态量监测** 远方站定时采集状态量,该量与原状态量信号进行比较。若有变化,则向主站发告警信号,主站收到后立即在 CRT 上显示,并伴有音响,画面上的相应状态量的颜色将发生变化。

**参数设置** 由主站向远方站发送设置报文,内容包括时钟、状态参数、模拟参数和告警限值。远方站不能修改这些参数。即所有远方站均受主站控制和管理。

(陈淑荣)

tongxin yu yuandong diaodu yunxing guanli

**通信与远动调度运行管理** (operation management of communication and telecontrol system) 对电力系统使用的通信主干电路、通

信主要设备和远动装置所进行的运行维护、检测、大修、运行统计与评价等的管理工作。有些国家的电力系统,设置系统自动化专门机构,管理通信与远动的运行维护、规划和工程施工;也有设置通信专门机构的,负责有关通信管理工作。在中国,这项工作由调度部门负责,有的电力系统的调度部门还管理通信与远动的规划和工程施工。

**通信调度运行管理** 包括管理目的和管理内容。

**管理目的** 保证调度和生产管理通信电路畅通,保证远动、继电保护和系统安全自动装置的通道安全可靠,使电力系统安全稳定运行。

**管理内容** 包括:①运行维护。主要是组织编制电力系统正常和异常时的通信方案;确定通信电路的投入、退出和迂回方式;组织排除通信电路和设备故障;贯彻实施各种通信管理规程;制定通信安全运行措施和季节性安全情况检查;组织通信专业人员技术培训等。②通信电路和设备的定期检测与大修。③通信电路和设备运行统计与评价。按月(年)统计设备的运行率,按指标考核电路质量。对电路和设备发生的故障进行评价,一般分为事故和障碍两类。评价时要分析故障原因,明确责任,提出预防措施。

**远动调度运行管理** 包括管理目的和管理内容。

**管理目的** 远动装置是调度自动化的基础,它将发电厂或变电所的信息,随时传送给各级调度所和有关人员使用,或从调度所把控制或调节信息传送到有关现场。远动调度运行管理的目的是要保证远动装置运行稳定、可靠和工作准确。

**管理内容** 主要有:①运行维护。对设备的巡视、检查,经常性校验遥测精度和遥信、遥控、遥调的正确性,以及排除故障。②设备检验。分为新设备的验收检验,运行中设备的定期检验和异常情况的补充检验。③远动设备运行统计和故障评价。

(李本智)

tongbu dianji canshu

**同步电机参数** (synchronous machine parameters) 在同步电机数学模型中,表征同步电机各电磁量之间关系的系数。同步电机的参数分基本参数和导出参数两类。基本参数描述同步电机中的基本电磁关系;导出参数表示综合的电磁关系,在一定假定条件下,可由基本参数组合面得。

对不同的数学模型(见同步电机数学模型),同步电机的参数有所不同,例如:坐标系统不同时,部分参数的意义不同;模型阶次不同时,参数的数目和数值有

所不同。所以，参数必须与数学模型联合考虑。通常参数以标么值形式表示。

**参数及其物理意义** 对于采用  $dq0$  坐标系、转子标么值采用  $x_{ad}$  基值系统、且  $d$ 、 $q$  轴各有一个等效阻尼绕组的同步电机模型，其参数见表 1～表 3。表 1 为基本参数，表示各绕组的电阻、漏感抗和互感抗。

表 1 基本参数

符号	名称
$r$	定子绕组相电阻
$r_f$	励磁绕组电阻
$r_D$	直轴阻尼绕组电阻
$r_Q$	交轴阻尼绕组电阻
$x_{ad}$	直轴电枢反应同步电抗
$x_{aq}$	交轴电枢反应同步电抗
$x_l$	定子绕组漏电抗
$x_{fl}$	励磁绕组漏电抗
$x_{Dl}$	直轴阻尼绕组漏电抗
$x_{Ql}$	交轴阻尼绕组漏电抗
$x_0$	零序电抗

表 2 为导出参数中的时间常数，反映了在瞬变及超瞬变过程中，各电磁量变化的快慢特征。表 3 为导出参数中的导出电抗，反映了在这些过程中，各电磁量变化大小的特征。表 2、表 3 中导出参数  $x'_d$ 、 $T'_d$  与基本参数的关系是假定在瞬变阶段，阻尼绕组已不起作用而得出的。

同步发电机空载时突然三相短路后的定子 A 相电流的解析表达式为

$$i_a = U \left[ \left( \frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) e^{-t/T'_d} + \left( \frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) e^{-t/T_d} + \frac{1}{x_d} \right] \times \cos(\omega t + \gamma_0) - \frac{U}{2} e^{-t/T_d} \left[ \left( \frac{1}{x''_d} + \frac{1}{x''_q} \right) \cos \gamma_0 + \left( \frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \cos(2\omega t + \gamma_0) \right] \quad (1)$$

由式 (1) 可以看出上述导出参数的特征意义。式中  $U$  为相电压幅值的有名值或标么值； $\gamma_0$  为短路开始瞬间，转子  $d$  轴轴线顺旋转方向自 A 相绕组中心线转过去的电弧度角； $t$ 、 $T$  以秒 (s) 表示； $x$  以有名值或标么值表示； $i_a$  为瞬时有名值或标么值； $\omega$  为电角频率， $\omega = 2\pi f$ 。

**主要导出参数及其影响：**①在设计中，直轴同步电抗  $x_d$  由所要求的短路比决定。在电磁负荷一定的条件下，其大小主要取决于电机的气隙长度。气隙越长，短路比越大， $x_d$  越小。② $x'_d$  的值主要取决于定子绕组和励磁绕组的漏抗大小。 $x'_d$  对电机的暂态稳定极限有较大影响，也影响突然加负荷时的瞬态电压变化情况。③ $x''_d$ 、 $x''_q$  的值主要取决于阻尼绕组的结构型式及定子绕组漏抗，近似地等于阻尼绕组漏抗与定子绕组漏抗之和。 $x''_d$  及  $x''_q$  决定突然短路电流的冲击幅值及脉振电磁转矩幅值。

### 参数来源

**计算法** 根据电机的基本尺寸计算求得。由制造

部门提供，是实际应用中的一种主要数据来源。

表 2 导出参数中的时间常数

符号	表达式	名称
$T'_{d0}$	$\frac{1}{r_f} (x_{fl} + x_{ad})$	直轴瞬变开路时间常数
$T'_d$	$\frac{1}{r_f} \left( x_{fl} + \frac{x_{ad}x_{fl}}{x_{ad} + x_{fl}} \right)$	直轴瞬变短路时间常数
$T''_{d0}$	$\frac{1}{r_D} \left( x_{Dl} + \frac{x_{ad}x_{fl}}{x_{ad} + x_{fl}} \right)$	直轴超瞬变开路时间常数
$T''_d$	$\frac{1}{r_D} \left( x_{Dl} + \frac{x_{ad}x_{fl}x_{Dl}}{x_{ad}x_{fl} + x_{ad}x_{Dl} + x_{fl}x_{Dl}} \right)$	直轴超瞬变短路时间常数
$T''_{q0}$	$\frac{1}{r_Q} (x_{Ql} + x_{aq})$	交轴超瞬变开路时间常数
$T''_q$	$\frac{1}{r_Q} \left( x_{Ql} + \frac{x_{aq}x_{Ql}}{x_{aq} + x_{Ql}} \right)$	交轴超瞬变短路时间常数
$T_d$	$x_{Dl}/r_D$	直轴阻尼漏抗时间常数
$T_a$	$x_2/r$	定子电流非周期分量衰减时间常数

表 3 导出参数中的导出电抗

符号	表达式	名称
$x_d$	$x_l + x_{ad}$	直轴同步电抗
$x'_d$	$x_d \frac{T'_d}{T'_{d0}}$ 或 $x_l + \frac{x_{ad}x_{fl}}{x_{ad} + x_{fl}}$	直轴瞬变电抗
$x''_d$	$x_d \frac{T'_dT''_d}{T'_{d0}T''_{d0}}$ 或 $x_l + \frac{x_{ad}x_{fl}x_{Dl}}{x_{ad}x_{fl} + x_{ad}x_{Dl} + x_{fl}x_{Dl}}$	直轴超瞬变电抗
$x_q$	$x_l + x_{aq}$	交轴同步电抗
$x''_q$	$x_q \frac{T''_q}{T''_{q0}}$ 或 $x_l + \frac{x_{aq}x_{Ql}}{x_{aq} + x_{Ql}}$	交轴超瞬变电抗
$x_2$	$\frac{2x''_dx''_q}{x''_d + x''_q}$	负序电抗

### 测算法

(1) 常规试验方法。多年来，已发展许多用试验来测量同步电机参数的方法，其中一些主要的方法，被国际电工委员会 (IEC) 及各国规定为试验标准，如 IEC 34、IEEE 115、GB1029—79 等 (见表 4)。常规试验方法大多为离线试验方法，所得基本参数物理意义明确，但一般不能很好地反映电机实际运行中的饱和、涡流等非线性效应。

表 4 常规参数测定方法

参 数	测定方法	备 注
$x_d$	空载-短路特性作图法	不饱和值优先选用
	低转差法	不饱和值
$x_q$	反励磁法	饱和值或不饱和值
	低转差法	不饱和值
$x'_d$	三相突然短路法	饱和值或不饱和值
	电压恢复法	不饱和值
$x''_q$	特定转子位置静测法	不饱和值
	任意转子位置静测法	不饱和值
$x''_d$	三相突然短路法	饱和值或不饱和值
	电压恢复法	不饱和值
	特定转子位置静测法	不饱和值
	任意转子位置静测法	不饱和值
$x_l$	抽转子法	
$x_p$	零功率因数过励法	
$T'_d$	三相突然短路法	
$T''_d$	三相突然短路法	
$T'_{d0}$	电压恢复法	
$T''_{d0}$	电压恢复法	
$T_o$	三相突然短路法	
$x_0$	开口三角形法	不饱和值优先选用
	两相对中性点短路法	不饱和值
$x_2$	两相稳态短路法	不饱和值优先选用
	逆同步旋转法	不饱和值

(2) 新开展的试验方法。为了获得与所选数学模型更相适应的电机参数,以提高计算的准确性,新的参数测试方法不断被研究出来并仍在继续发展中,如各种离线、在线的频域、时域参数辨识方法等。发展成熟的新方法不断被国际电工委员会编入新的标准中(如 IEC 34 - C)。

在准确计算电机行为时应注意:①一般  $x_d$ 、 $x_q$  的饱和值比不饱和值小 15%~25%,且随工况变化;②即使是汽轮发电机中, $d$ 、 $q$  轴的参数也不相等,也产生凸极效应,特别是动态参数  $x''_d \neq x''_q$ ,  $T'_d \neq T'_q$ ;③由试验测出的导出参数  $x'_d$ 、 $T'_d$ ,体现了电机中的综合电磁效应,与表 2、表 3 由定义表述的与基本参数的组合关系,是有区别的。

(郑逢时 赵争鸣)

tongbu dianji shuxue moxing

**同步电机数学模型** (mathematical model of synchronous machine) 表示同步电机的电压、电流、磁链等电磁量与转矩、转速等机械量之间相互关系的数学表达式。它是进行同步电机及电力系统动态分析的基础。电力系统常用的同步电机数学模型由同步电机的电路方程及转子运动方程两部分组成。

同步电机电路方程又分为基本方程和导出模型两类。同步电机基本方程表示电压、电流与各绕组磁链之间以及转矩与电流、磁链之间的关系;导出模型为在一定假设条件下,以电动势替换磁链,表示电压、电流与电动势之间的关系。转子运动方程表示转矩与转速之间的关系。同步电机电路方程可以用不同的坐标系来表示,其中最常用的是  $dq0$  坐标系。

**主要假设条件** 建立同步电机基本方程时,设同步电机为理想电机,即忽略饱和等非线性现象以及假定电枢绕组是正弦分布的。

(1) 忽略饱和及其他非线性现象是假定所有磁通都与产生它的电流成正比,因而可以应用叠加原理,即任何一个线圈中的电流单独建立一个磁通势,并产生一个磁通分量。这部分磁通在该线圈或任何其他线圈中感应产生电压。根据叠加原理,可以将任一线圈中的所有电压分量叠加起来,得到该线圈的合成电压。所有线圈的电压方程和转矩方程联立,即为电机的基本方程。

(2) 假定电枢绕组是正弦分布的,因而绕组中的电流在电机中不产生空间谐波磁通势。还假定空间基波磁通势由于磁路磁阻不均匀所产生的谐波磁通也不在绕组中感应任何电压。这使得电机内部物理过程的描述变得简单。

**标么制** 各物理量和参数均以其有名值与基准值的比值表示的体制。标么值

是无量纲的量。电机中的物理量和参数用标么值表示时,有利于分析比较和计算。同步电机的定子边各量一般均取其额定值为基准值。不同的标么制由转子电量基准值的取法决定。在常用的  $x_{ad}$  标么制中,励磁电流的基值

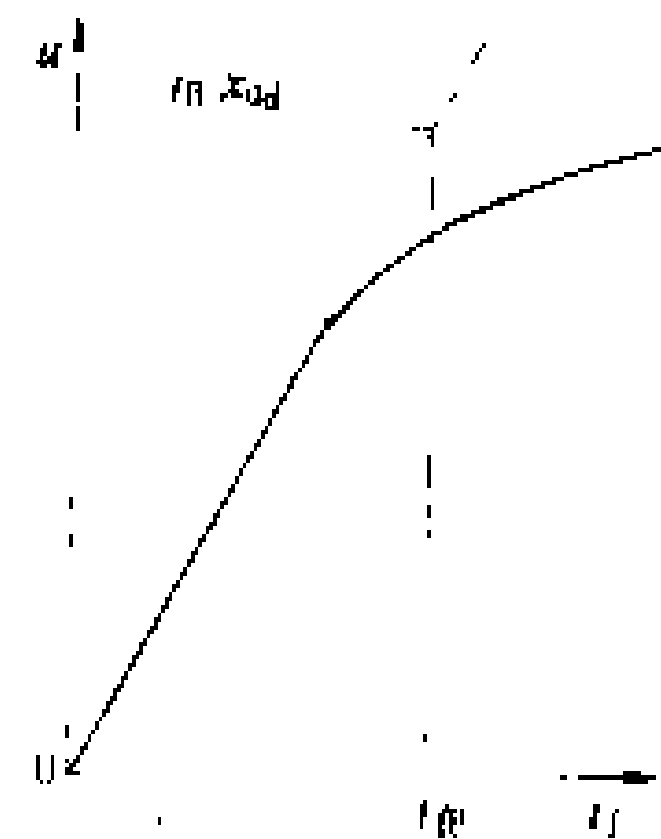


图 1 励磁电流基准值的确定

$i_{fB}$ 由空载特性曲线的气隙线、定子电流基准值  $i_B$  与电抗  $x_{ad}$  的有名值决定(见图 1)。励磁电压基准值  $u_{fB}$ 由定子电压、电流基准值 ( $u_B$ 、 $i_B$ ) 及  $i_{fB}$  决定,即

$$u_{fB} = \frac{3}{2} u_B \left( \frac{i_B}{i_{fB}} \right) \quad (1)$$

采用这种标么制的好处是使电路标么值方程中各互感系数成为可逆。

**同步电机坐标系** 在分析电机的各种运行方式时,为简化计算方法与提高计算精度,需利用一些数学变换将实际绕组中的电磁量转换为另一表达形式的电磁量,与这些表达形式相对应的坐标构成同步电机坐标系。





坐标系统的种类 已得到应用的坐标系统有：①相对于定子静止的  $abc$  坐标系统、 $\alpha\beta 0$  系统、120 系统；②与转子转速相同的  $dq0$  系统、 $FB0$  系统；③与旋转磁场转速相同的  $d,q,0$  系统、 $F,B,0$  系统等。其中， $abc$  系统的轴线分别与三相绕组轴线一致； $dq0$  系统的  $d$  轴（直轴）与转子磁场方向一致， $q$  轴（交轴）与  $d$  轴相差  $90^\circ$  电角度。由于  $dq0$  坐标系统具有使电机电路方程中的参数恒为常数，方程简化，适合多机系统模型等优点，电力系统分析与计算中最广泛采用  $dq0$  坐标系统。

坐标系统的变换 为简化计算而作的纯数学变换，如经典派克变换即在一定的正方向规定下定子电流的  $dq0$  分量与  $abc$  分量之间的关系为

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ -\sin\gamma & -\sin\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & -\sin\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

电压向量  $[u_d \ u_q \ u_0]^T$  与  $[u_a \ u_b \ u_c]^T$  之间及磁链向量  $[\psi_d \ \psi_q \ \psi_0]^T$  与  $[\psi_a \ \psi_b \ \psi_c]^T$  之间的关系与式 (2) 的关系相同。即它们具有相同的变换系数矩阵。式中  $\gamma$  为顺着正常旋转方向  $d$  轴领先  $a$  轴的空间电角度。这种变换不是唯一的。为使变换前后相应物理量幅值相等，在变换中加入  $2/3$  因子，但变换前后功率不守恒，即

$$u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c \neq u_d i_d + u_q i_q + u_0 i_0 \quad (3)$$

这时，功率

$$\begin{aligned} P &= \frac{2}{3} (u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c) \\ &= u_d i_d + u_q i_q + 2u_0 i_0 \end{aligned} \quad (4)$$

为满足功率守恒条件，电力系统常用正交派克变换，即

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ -\sin\gamma & -\sin\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & -\sin\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

其他坐标系统之间的变换，可用类似方法进行。

**同步电机电路方程** 分为基本方程和导出模型两类，其复杂程度由模型阶次、求解问题要求和假设条件所决定。不同的情况有不同的表达形式。

派克方程 用  $dq0$  坐标系统表示的同步电机基本方程。假定：①转子  $d$  轴有两个绕组  $f$  和  $D$ ，转子  $q$  轴有两个绕组  $g$  和  $Q$ ，其中  $f$  为励磁绕组， $g$ 、 $D$  和  $Q$  均为等效阻尼绕组；②定、转子对应轴上的每两个绕组间

的互感相等；③正方向这样规定，即定子诸量采用发电机惯例，且定子绕组正值电流产生负值磁链。转子诸量采用电动机惯例， $q$  轴超前  $d$  轴  $90^\circ$ ；④采用  $x_{ad}$  标么制系统。可列出派克方程为

$$\left. \begin{aligned} u_d &= p\psi_d - \omega\psi_q - r i_d \\ u_q &= p\psi_q + \omega\psi_d - r i_q \\ u_0 &= p\psi_0 - r i_0 \\ u_f &= p\psi_f + r_f i_f \\ u_D &= p\psi_D + r_D i_D = 0 \\ u_g &= p\psi_g + r_g i_g = 0 \\ u_Q &= p\psi_Q + r_Q i_Q = 0 \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

$$\left. \begin{aligned} \psi_d &= -x_d i_d + x_{ad} i_f + x_{ad} i_D \\ \psi_q &= -x_q i_q + x_{aq} i_g + x_{aq} i_Q \\ \psi_0 &= -x_0 i_0 \\ \psi_f &= -x_{ad} i_d + x_f i_f + x_{ad} i_D \\ \psi_D &= -x_{ad} i_d + x_{ad} i_f + x_D i_D \\ \psi_g &= -x_{aq} i_q + x_g i_g + x_{aq} i_Q \\ \psi_Q &= -x_{aq} i_q + x_{aq} i_g + x_Q i_Q \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

$$M_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (8)$$

它们是由式 (6) 电压方程、式 (7) 磁链方程和式 (8)

电磁转矩方程构成。式 (6) 中  $p$  代表  $\frac{d}{dt}$  算子。

导出模型 派克方程通过引入其他假定，进行简化，得到导出模型。假定：①认为绕组  $D$  和  $Q$  的时间常数比绕组  $f$  和  $g$  的时间常数小得多，因此可以认为超瞬变过程主要取决于绕组  $D$  和  $Q$ ，瞬变过程取决于绕组  $f$  和  $g$ ；②忽略定子回路的暂态，即设定子电压方程中  $p\psi_d=0$ ， $p\psi_q=0$ ；③设定子电压方程中  $\omega \approx 1$ 。定义

励磁电动势

$$E_f = \frac{x_{ad}}{r_f} u_f \quad (9)$$

$d$  轴瞬变电动势

$$E_q' = \frac{x_{ad}}{x_f} \psi_f \quad (10)$$

$d$  轴超瞬变电动势

$$E_q'' = \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_D x_f - x_{ad}^2} \psi_f + \frac{x_f x_{ad} - x_{ad}^2}{x_D x_f - x_{ad}^2} \psi_D \quad (11)$$

$q$  轴瞬变电动势

$$E_d' = -\frac{x_{aq}}{x_g} \psi_g \quad (12)$$

$q$  轴超瞬变电动势

$$E_d'' = -\frac{x_Q x_{aq} - x_{aq}^2}{x_Q x_g - x_{aq}^2} \psi_g - \frac{x_g x_{aq} - x_{aq}^2}{x_Q x_g - x_{aq}^2} \psi_Q \quad (13)$$

可列出六阶导出模型如下

$$\left. \begin{aligned} U_d &= E''_d + x''_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E''_q - x''_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} p E'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T''_{d0} p E''_q &= -E''_q - (x'_d - x''_d) I_d + E'_q + T'_{d0} p E'_q \\ T'_{q0} p E'_d &= -E'_d + (x_q - x'_q) I_q \\ T''_{q0} p E''_d &= -E''_d + (x'_q - x''_q) I_q + E'_d + T'_{q0} p E'_d \\ T_J p \omega &= M_m - [E'_q I_q + E''_d I_d - (x''_d - x''_q) I_d I_q] \\ p \delta &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

**简化模型** 上述六阶导出模型在不同的假设条件下,可以得到进一步简化。电力系统分析与计算常用的有五阶模型、四阶模型、三阶模型和  $E'_q$  恒定模型及经典二阶模型等 4 种。

(1) 五阶模型。当只考虑  $f$ 、 $D$  和  $Q$  绕组的电磁暂态,忽略  $q$  轴  $g$  绕组的瞬变效应,则六阶模型简化为五阶模型,即

$$\left. \begin{aligned} U_d &= E''_d + x''_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E''_q - x''_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} p E'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T''_{d0} p E''_q &= -E''_q - (x'_d - x''_d) I_d + E'_q + T'_{d0} p E'_q \\ T'_{q0} p E'_d &= -E'_d + (x_q - x'_q) I_q \\ T_J p \omega &= M_m - [E'_q I_q + E''_d I_d - (x''_d - x''_q) I_d I_q] \\ p \delta &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

(2) 四阶模型。当在  $q$  轴转子上计及与瞬变过程对应的  $g$  绕组,但  $d$ 、 $q$  轴转子忽略与超瞬变过程对应的  $D$ 、 $Q$  绕组时,五阶模型简化为四阶模型,即

$$\left. \begin{aligned} U_d &= E'_d + x'_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E'_q - x'_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} p E'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T'_{q0} p E'_d &= -E'_d + (x_q - x'_q) I_q \\ T_J p \omega &= M_m - [E'_q I_q + E'_d I_d - (x'_d - x'_q) I_d I_q] \\ p \delta &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

(3) 三阶模型。当忽略  $g$ 、 $D$  和  $Q$  绕组的暂态时,则四阶模型简化为三阶模型,即

$$\left. \begin{aligned} U_d &= x_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E'_q - x'_d I_d - r_a I_q \\ T_{d0}' p E'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T_J p \omega &= M_m - [E'_q I_q - (x'_d - x_q) I_d I_q] \\ p \delta &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

(4)  $E'_q$  恒定模型及经典二阶模型。当进一步忽略  $f$  绕组的暂态过程,令  $p E'_q \cong 0$ ,即  $E'_q = \text{常数}$ ,计及

凸极效应,则三阶模型简化为  $E'_q$  恒定模型,即

$$\left. \begin{aligned} U_d &= x_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E'_q - x'_d I_d - r_a I_q \\ T_J p \omega &= M_m - [E'_q I_q - (x'_d - x_q) I_d I_q] \\ p \delta &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

若进一步忽略凸极效应,即设  $x'_d = x_q$ , $x'_d$  后的暂态电动势  $E'$  幅值恒定,则化为经典二阶模型,即

$$\left. \begin{aligned} \dot{U} &= \dot{E}' - (r_a + j x'_d) \dot{I} \\ T_J p \omega &= M_m - E'_q I_q \\ p \delta &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

其中,  $\dot{U} = U_d + j U_q$ ,  $\dot{I} = I_d + j I_q$ ,  $E' = (x_q - x'_d) I_q + j E'_q$ 。

**模型阶次选择** 在电力系统分析和计算中,需要比较精确地分析系统和电机的动态过程时,隐极机常采用六阶或四阶模型,凸极机常采用五阶模型;多机系统的分析和计算中常采用三阶或  $E'_q$  恒定模型;电力系统规划中,常采用经典二阶简化模型。

**转子运动方程** 同步电机转子的运动方程为

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_m - M_e - D(\Omega - \Omega_0) \quad (20)$$

式中  $\Omega$  为机械角速度, rad/s;  $J$  为机组转动惯量,  $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ;  $M_m$  为机械转矩,  $\text{N} \cdot \text{m}$ ;  $M_e$  为电磁转矩,  $\text{N} \cdot \text{m}$ ;  $D$  为机械阻尼系数;  $\Omega_0$  为额定机械角速度。

运动方程改用电角度及电角速度为变量时,相应的标么值形式方程为

$$\left. \begin{aligned} T_J \frac{d\omega}{dt} &= M_m - M_e - D(\omega - 1) \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega - 1 \end{aligned} \right\} \quad (21)$$

式中  $T_J$  为机组惯性常数;  $\delta$  为转子  $q$  轴与以同步速旋转的坐标实轴(参考相位为零度的相应轴)之间的夹角。(见机组惯性常数)

**同步电机相量图** 用复数矢量来表示随时间正弦变化的各相电压、电动势、电流、磁链(时间相量)以及在空间作正弦分布的磁密与磁通势(空间向量),并把它按一定规律画在一起,就构成了同步电机的相量图。这是分析同步电机运行的有力辅助工具,也叫时空相量图。稳定运行时,由于三相对称,故只画出一相的量。时空相量图中,一般取时间参考轴与 A 相绕组的空间轴线重合,电流时间相量与磁通势空间向量重合。因此,在相量图中,定子电流的  $d$ 、 $q$  轴分量反映了定子电流在  $d$ 、 $q$  轴产生的磁通势。根据磁链不变原理,可以用  $E'_q$  恒定模型来研究瞬变过程,

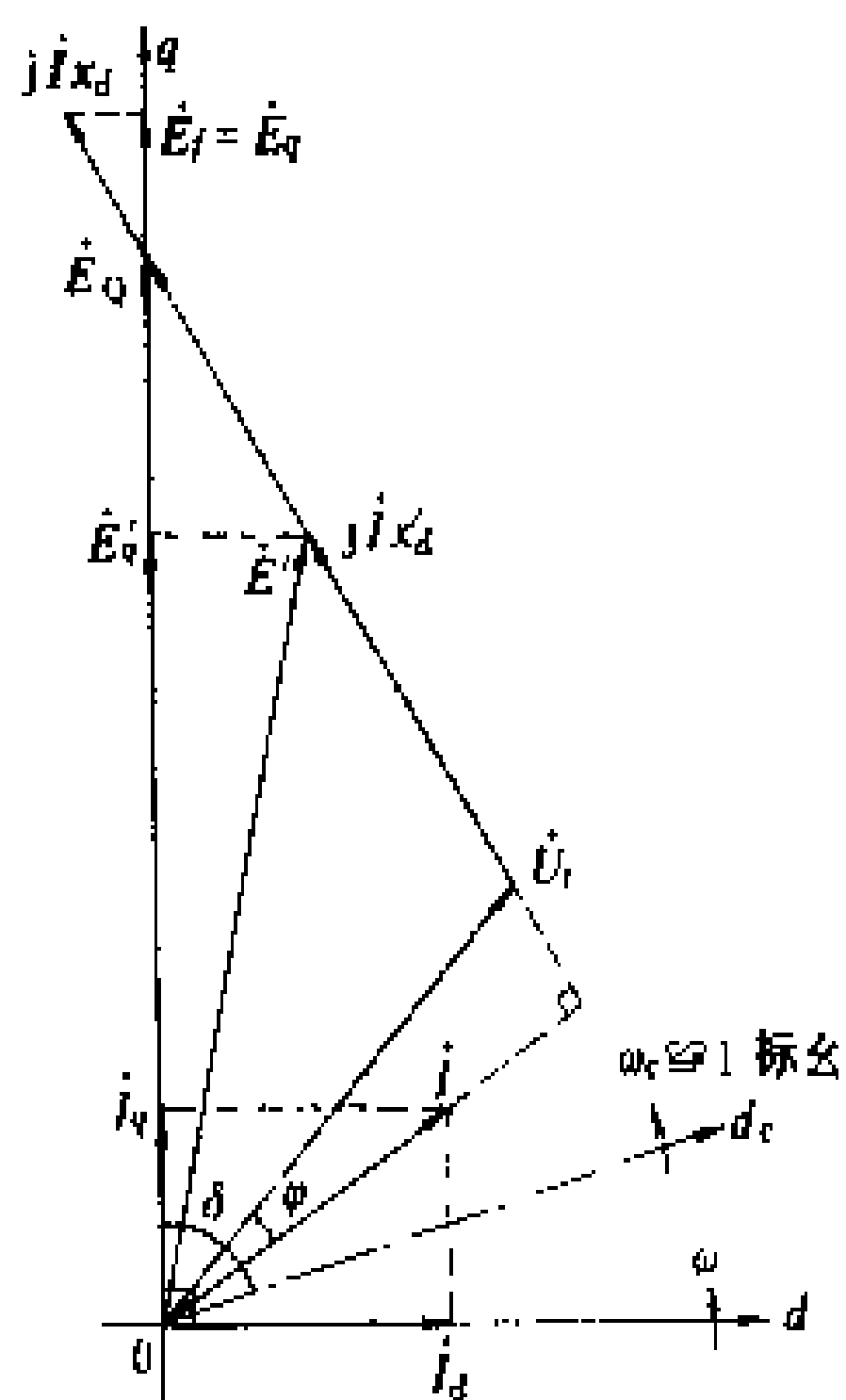


图2 同步电机相量图 ( $r_a=0$ )

#### 参考书目

高景德, 张麟征. 电机过渡过程的基本理论及分析方法 上册. 北京: 科学出版社, 1982

Adkins B, Harley R G. The General Theory of Alternating Current Machines: Application to Practical Problems. London: Chapman and Hall, 1975

(郑逢时 赵争鸣)

tongbu dianji xiangliangtu

**同步电机相量图** (phasor diagram of synchronous machine) 见同步电机数学模型。

tongbu dianji zuo biao xitong

**同步电机坐标系** (coordinate system of synchronous machine) 见同步电机数学模型。

tongbujizhu guanxing changshu

**同步机组惯性常数** (inertia constant of synchronous machine set) 表征同步机组转子机械惯性的参数。

机组转子运动方程为

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = M_m - M_e \quad (1)$$

式中  $J$  为包括原动机在内的轴系总转动惯量,  $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ;  $\delta_m$  为转子机械角,  $\text{rad}$ ;  $t$  为时间,  $\text{s}$ ;  $M_m$  和  $M_e$  分别为机械驱动力矩和电磁制动力矩,  $\text{N} \cdot \text{m}$ 。在工程中常用标么值系统, 如取各量的基准值为  $t_B = 1/\omega_B = 1/2\pi f_B (\text{s})$ ,  $M_B = 60 \times S_N \times 10^3 / 2\pi n (\text{J/rad})$ , 其中  $f_B$  为电源频率,  $\text{Hz}$ ;  $n$  为同步转速 ( $\text{r/min}$ ),  $n = 60 f_B / p_p$ ,  $p_p$

为极对数;  $S_N$  为电机额定视在功率,  $\text{kV} \cdot \text{A}$ ; 若以电角度  $\delta$  取代  $\delta_m$ ,  $\delta = p_p \delta_m$ , 电弧度; 则式 (1) 两边分别除以等式  $\frac{S_N \times 10^3}{\omega_B / p_p} = M_B$  的两边, 可化为标么值关系式 (下标 \* 表示标么值)

$$T_J \times \frac{d^2 \delta_*}{dt_*^2} = M_{m*} - M_{e*} \quad (2)$$

式中  $T_J$ ,  $t_*$ ,  $\delta_*$ ,  $M_*$  均为标么值,  $\delta_* = \delta / \delta_B$ ,  $\delta_B = 1$  电弧度,

$$T_J = 2\pi^2 f_B \frac{GD^2}{S_N} \left( \frac{n}{60} \right)^2 \quad (3)$$

式中  $T_J$  为机组惯性常数,  $GD^2$  为转子的总飞轮转矩,  $\text{t} \cdot \text{m}^2$ 。

由式 (2) 可知, 当加速力矩 ( $M_{m*} - M_{e*}$ ) 恒为 1 时,  $T_J$  与机组转速由零上升到同步速所需的时间标么值相等, 将  $T_J$  化为实际时间单位 ( $\text{s}$ ), 则有

$$\begin{aligned} T_J &= T_J \cdot t_B = \pi^2 \frac{GD^2}{S_N} \left( \frac{n}{60} \right)^2 \\ &= \frac{2.74 GD^2 \times n^2}{S_N} \times 10^{-3} \text{s} \end{aligned} \quad (4)$$

此时运动方程写为

$$\frac{T_J}{2\pi f_B} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{T_J}{2\pi f_B} \frac{d\omega}{dt} = M_{m*} - M_{e*} \quad (5)$$

式中各量的单位为:  $T_J$ , 秒 ( $\text{s}$ );  $t$ , 秒 ( $\text{s}$ );  $\delta$ , 弧度;  $\omega$ , 弧度/ $\text{s}$ ;  $M_*$ , 标么值。

若  $\omega$  用相对子同步转速的标么值表示, 则运动方程为

$$T_J \frac{d\omega_*}{dt} = M_{m*} - M_{e*} \quad (6)$$

式中  $T_J$  单位为  $\text{s}$ , 其他各量单位均为标么值。

如将基准值功率作用 1s 的能量定为能量基准值, 则机组惯性时间常数  $T_J (\text{s})$  在数量上等于机组转动部分在同步速时储能  $E (\text{J})$  的标么值的两倍, 即

$$T_J = \frac{2E}{S_N \times 10^3} \text{s} \quad (7)$$

有的国家, 习惯直接用下式来定义

$$H = \frac{E}{S_N \times 10^3} \text{s} \quad (8)$$

因而

$$T_J = 2H, \text{s}$$

运动方程式 (5) 也可写为

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{H}{\pi f} \frac{d\omega}{dt} = M_{m*} - M_{e*} \quad (9)$$

式中各量单位为:  $H$ ,  $t$ , 秒 ( $\text{s}$ );  $\delta$ , 电弧度;  $\omega$ , 电弧度/ $\text{s}$ ;  $M_*$ , 标么值。

(郑逢时 赵争鸣)



wangluo fangcheng qiujie fangfa

**网络方程求解方法** (solution method of network equations) 求解网络电压和电流关系方程组的方法。在线性网络中,可归结为线性代数方程组的解法。

在电力系统分析中,输电网的数学模型常用描述网络节点电压和节点注入电流之间的方程组表示。该方程组称为网络方程。求解网络方程,实际上是指已知节点注入电流,计算节点电压的过程。

通常的网络方程有导纳矩阵方程  $YU=I$  和阻抗矩阵方程  $U=ZI$  两种。对于导纳矩阵方程,是求解一稀疏系数矩阵的线性方程组;对于阻抗矩阵方程,它的求解关键是通过导纳矩阵求逆求得阻抗矩阵。根据这一特点,对网络方程求解方法的要求是:充分利用导纳矩阵的稀疏性,以便节省计算机内存,加快计算速度。

线性方程组的解法分直接法和迭代法两种,直接法中又有高斯消去法和直接三角分解等。

**导纳矩阵方程的高斯消去法** 线性方程组的一种直接解法,它适合于系数矩阵和右端项同时变化  $A^{(t)}X=b^{(t)}$  ( $t=1, 2, \dots, l$ ) 的情况。它的求解过程分消去和回代两个部分,消去过程又有按列消去和按行消去两种,计算机通常采用按行消去的过程。以3节点的导纳矩阵方程为例

$$Y_{11}\dot{U}_1 + Y_{12}\dot{U}_2 + Y_{13}\dot{U}_3 = \dot{I}_1 \quad (1)$$

$$Y_{21}\dot{U}_1 + Y_{22}\dot{U}_2 + Y_{23}\dot{U}_3 = \dot{I}_2 \quad (2)$$

$$Y_{31}\dot{U}_1 + Y_{32}\dot{U}_2 + Y_{33}\dot{U}_3 = \dot{I}_3 \quad (3)$$

其消去步骤是

(1) 第一步。将式(2)中对角线左侧元素消为零  
式(2)  $-Y_{21}/Y_{11} \times$  式(1), 变式(2)为

$$Y_{22}^{(1)}\dot{U}_2 + Y_{23}^{(1)}\dot{U}_3 = \dot{I}_2^{(1)} \quad (4)$$

上标(1)表示该元素经一次运算的结果。

(2) 第二步。将式(3)中对角线左侧元素消为零  
式(3)  $-Y_{31}/Y_{11} \times$  式(1), 变式(3)为

$$Y_{32}^{(1)}\dot{U}_2 + Y_{33}^{(1)}\dot{U}_3 = \dot{I}_3^{(1)} \quad (5)$$

式(5)  $-Y_{32}^{(1)}/Y_{22}^{(1)} \times$  式(4), 变式(5)为

$$Y_{33}^{(2)}\dot{U}_3 = \dot{I}_3^{(2)} \quad (6)$$

导纳矩阵方程(1)、(2)、(3)经上述线性变换,得到与之同解的方程(1)、(4)、(6),即是高斯消去法最终的上三角形式

$$Y_{11}\dot{U}_1 + Y_{12}\dot{U}_2 + Y_{13}\dot{U}_3 = \dot{I}_1$$

$$Y_{22}^{(1)}\dot{U}_2 + Y_{23}^{(1)}\dot{U}_3 = \dot{I}_2^{(1)}$$

$$Y_{33}^{(2)}\dot{U}_3 = \dot{I}_3^{(2)}$$

通过回代

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_3 &= \dot{I}_3^{(2)}/Y_{33}^{(2)} \\ \dot{U}_2 &= (\dot{I}_2^{(1)} - Y_{23}^{(1)}\dot{U}_3)/Y_{22}^{(1)} \\ \dot{U}_1 &= (\dot{I}_1 - Y_{12}\dot{U}_2 - Y_{13}\dot{U}_3)/Y_{11} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

便可获得其解。

对于  $n$  个节点的网络方程,其按行消去的计算过程也是如此。

在用高斯消去法消元时,其运算的元素可以是实数、复数和二阶子阵,其运算逻辑完全相同,只需分别按实数、复数、矩阵的规则运算。

**导纳矩阵方程的三角分解法** 线性方程组的另一种直接解法。它适合于系数矩阵不变或不常变化,右端项频繁变化,即  $AX=b^{(t)}$  ( $t=1, 2, \dots, l$ ) 的情况。它的求解过程分对系数矩阵  $A$  进行三角分解和方程组求解两部分。三角分解的前提条件是系数矩阵  $A$  非奇异,即  $|A| \neq 0$ 。在电力系统网络方程中,系数矩阵又有对称和不对称两种情况。如潮流计算的 P-Q 分解法的修正方程系数矩阵是元素为实数的对称阵;负序和零序网络方程是元素为复数的对称矩阵;潮流计算的牛顿-拉夫逊法的修正方程系数矩阵是元素为二阶子阵的不对称阵等。根据  $A$  阵是否对称,又分对称三角分解和不对称三角分解两种。

不对称 ( $A \neq A^T$ ) 三角分解和求解 求解过程为

$$A=LU \quad (8)$$

其中

$$L = \begin{bmatrix} l_{11} & & & \\ l_{21} & l_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ l_{n1} & l_{n2} & \dots & l_{nn} \end{bmatrix}$$

为下三角阵

$$U = \begin{bmatrix} 1 & u_{12} & u_{13} & \dots & u_{1n} \\ & 1 & u_{23} & \dots & u_{2n} \\ & & \ddots & & \vdots \\ & & & & 1 \end{bmatrix}$$

为上三角阵



对  $AX=b$  的求解化为两步。

(1) 第一步。按  $LY=b$  前代求  $Y$

$$y_i = l_i^{-1} \left( b_i - \sum_{k=1}^{i-1} l_{ik} y_k \right) \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (9)$$

(2) 第二步。按  $UX=Y$  回代求  $X$

$$x_i = y_i - \sum_{k=i+1}^n U_{ik} x_k \quad (i=n, n-1, \dots, 1) \quad (10)$$

对称 ( $A=A^T$ ) 三角分解和求解 求解过程为

$$A=U^T D U \quad (11)$$

其中

$$D = \begin{bmatrix} d_{11} & & & \\ & d_{22} & & \\ & & \ddots & \\ & & & d_{nn} \end{bmatrix}$$

对  $AX=b$  的求解化为三步。

(1) 第一步。按  $U^T Y=b$  前代求  $Y$

$$y_i = b_i - \sum_{k=1}^{i-1} u_{ik} y_k \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (12)$$

(2) 第二步。按  $DW=Y$  求解  $W$

$$w_i = d_i^{-1} y_i \quad (i=1, 2, \dots, n) \quad (13)$$

(3) 第三步。按  $UX=W$  回代求  $X$

$$x_i = w_i - \sum_{k=i+1}^n u_{ik} x_k \quad (i=n, n-1, \dots, 1) \quad (14)$$

直接三角分解的计算机处理过程与高斯消去法相似,被分解矩阵的元素可以是实数、复数和二阶子阵。

**阻抗矩阵方程的求解** 通常采用导纳矩阵求逆的方法即  $YZ=E$  ( $E$  为单位阵),  $Z=Y^{-1}$ , 先求出阻抗矩阵  $Z$ , 再求解阻抗矩阵方程  $U=ZI$ 。具体的做法是分列求出  $Z$  的元素, 即设阻抗矩阵  $Z$  的第  $j$  列元素为  $Z_j$ ,  $F_j$  是第  $j$  个元素为 1, 其他元素为零的列向量, 则求  $Z$  的过程化为求解下列方程

$$YZ_j = F_j \quad (j=1, 2, \dots, n) \quad (15)$$

先对  $Y$  阵作对称三角分解, 再经过前代、回代求出阻抗阵的每一列元素。实际上, 根据阻抗阵对称的特点, 按  $j=n, n-1, \dots, 2, 1$ , 由右至左依次求出  $Z_n, Z_{n-1}, \dots, Z_1$ , 这一计算次序可省去全部前代和部分回代的运算。

为了节省计算机内存和提高计算速度, 节点编号优化是网络方程求解前需做的重要工作。(见电力网节点编号优化)

(吴中习)

wangluo kongzhi tongxin guiye

**网络控制通信规约** (network control protocol for data communication) 用以规定网络通信行为的规则和格式。它为利用网络设施将数据按

一定路由从源点输送到终点, 提供了建立、维持及释放网络连接所需要的方法。其主要功能有: ①网络连接的建立和释放。提供传送数据的手段。对于点对点式系统, 在同一对网络地址之间可以连接多条网络。②路由选择和转发。为两个网络地址之间选择一条适当的路径, 通过数据链路的传递功能, 在两个数据站间建立最后的通信。③数据块的装拆控制。它对网络服务数据块进行分段和组块, 并保存网络服务数据块的分界点, 以便有效地利用网络资源。④流量或拥塞控制。对网络节点之间的信息流进行速度匹配, 以防止网络资源(节点缓存器和传输链路)被用完而导致死锁状态。⑤排序控制。实现按顺序传送网络服务数据块。⑥复用控制。以实现多路复用并达到最佳利用数据链路连接的目的。⑦差错控制。实现差错控制和差错恢复。⑧重置。完成从错误状态恢复到正常状态。⑨加快数据的传送。⑩服务选择。⑪网络管理。

典型的网络控制规约是 CCITT X.25 建议。它为公用数据网向分组式终端用户提供分组交换数据传输业务, 并规定了物理级、链路级和分组级(网络部分)。在分组交换网中, 从网络的一个节点到达另一个节点的数据单元是分组, 也是网络中进行信息传输和处理的基本单位, 故所要传输的一切数据和控制信息都要表示成分组格式。数据分组单元从源节点传输至目标节点的路由称为虚电路(virtual circuit)。虚电路可以通过虚呼叫临时被建立, 以便经过在两个终端之间沿任意方向按顺序发送分组, 使用完毕后即可拆除; 也可以在终端之间总是有链路的永久虚电路(permanent virtual circuit), 即无需建立和拆除而总是存在于某两个 DTE(发信节点/收信节点)之间的虚电路。在分组交换网中, 两个终端用户之间路径上的各链路可以由多条虚电路共用的, 沿着虚电路在链路上传送的数据块或帧在分组以及分组在离开节点前以头标和尾标形式附加在其上的控制信息组成。这种控制信息使得链路一端的接收节点能够进行必要的同步和检错。控制信息在每一个接收站内被除去, 而当轮到该节点沿链路向相邻节点发送时再重新加上。CCITT X.25 分组级规约主要包括的功能有: 如何建立和拆除虚电路, 如何控制在虚电路上进行分组传输。除 CCITT 给出了 X.25 建议外, 国际标准化组织(ISO)也给出了关于网络控制规约的一些标准, 如 ISO/DIS8208(关于数据终端设备用的 X.25 分组级规约)、ISO/DIS8473(提供无连接网络服务的规约)。

#### 参考书目

- [美] 施瓦茨著, 电信网——协议、建模与分析, 屠世楠译, 北京: 人民邮电出版社, 1991  
王行刚, 计算机通信网——网络体系结构与组织。

北京：人民邮电出版社，1989

(马永超)

wangsun

**网损** (transmission losses) 从发电厂到用户的送电过程中，在主干网络中所引起的电能损耗。电能损耗一般通过功率损耗来计算。功率损耗可分为线路功率损耗、变压器功率损耗、输电功率损耗和配电功率损耗，有功功率损耗和无功功率损耗等。有功功率损耗必然伴随着电能损耗，使能源消费量增加。因此，采取各种措施降低电力系统有功功率损耗，具有很大的经济意义。无功功率损耗不直接引起电能损耗，而是通过增大的电流而增加有功功率损耗，从而加大了电能损耗。

线路有功功率损耗  $\Delta P_w$  和无功功率损耗  $\Delta Q_w$  如下式

$$\Delta P_w = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_w + U_0^2 G_{w0} \quad (1)$$

$$\Delta Q_w = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_w - U_0^2 B_{w0} \quad (2)$$

式中  $P$ 、 $Q$ 、 $U$  为线路同一端的有功功率、无功功率、电压幅值； $U_0$  为线路两端平均电压幅值； $R_w$ 、 $X_w$  为线路串联电阻、电抗； $G_{w0}$ 、 $B_{w0}$  为线路并联（对地）电导、电纳。 $U_0^2 G_{w0}$  为电晕损耗； $U_0^2 B_{w0}$  为线路充电功率，是负的无功功率损耗。在配电网中这两项很小，一般忽略不计。

变压器有功功率损耗  $\Delta P_T$  和无功功率损耗  $\Delta Q_T$  如下式

$$\Delta P_T = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_T + U^2 G_{T0} \quad (3)$$

$$\Delta Q_T = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_T + U^2 B_{T0} \quad (4)$$

式中  $P$ 、 $Q$ 、 $U$  为变压器同一端的有功功率、无功功率、电压幅值； $R_T$ 、 $X_T$  为变压器串联电阻、电抗； $G_{T0}$ 、 $B_{T0}$  为变压器并联（励磁回路）电导、电纳。

式（1）～式（4）中一部分功率损耗与传输功率（或电流）有关，传输功率越大功率损耗越大，一般这一部分功率损失构成网损的主要部分；式（1）～式（4）中另一部分功率损耗与传输功率无关而仅与电压有关。电力系统经济调度考虑的因素之一是降低随传送功率变化的这一部分有功功率损耗。

在电力系统发电厂间进行有功功率经济分配中要协调各发电厂的发电费用和对应的输电损失费用。考虑网损修正的结果一般是鼓励输电损耗小的距负荷中心近的发电厂多发，输电损耗大的距负荷中心远的发电厂少发电。

电能损耗  $A$  是有功功率损耗  $\Delta P$  对时间  $t$  的积分值，即

$$A = \int_0^t \Delta P dt \quad (5)$$

当  $t=8760$  h 时， $A$  为全年电能损耗。由于有功功率损耗  $\Delta P$  在运行中随时间而变化，按式（5）很难准确计算电能损耗，实用中一般采用有限个典型潮流方式进行近似的计算。

(于尔铿)

wangsun xiuzheng xishu

**网损修正系数** (penalty factor) 对不同发电厂的微增率进行修正输电损失的系数。它在电力系统经济调度中用于发电厂发电费用与输电费用的协调。它是发电厂网损微增率的函数，用公式表示为

$$PF_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \quad (i=1, 2, \dots, m) \quad (1)$$

式中  $i$  为发电厂序号； $m$  为发电厂个数； $P_L$  为网损； $P_i$  为序号是  $i$  的发电厂有功发电功率； $\partial P_L / \partial P_i$  为发电厂  $i$  的网损微增率，其意义是发电厂  $i$  增加单位有功发电功率时引起电力网中有功功率损耗的增加量。因为网损修正系数  $PF_i$  随网损微增率  $\partial P_L / \partial P_i$  增大而增大，所以在有功功率经济分配中的作用是抑制网损较大的发电厂的出力，故又称为网损惩罚因子。在电力系统经济调度中，网损修正系数用于发电厂间有功功率经济负荷分配、机组经济组合、水火电经济调度和经济交换功率计划等方面。

发电与输电协调方程式 如式（2）所示为

$$\frac{\frac{dF_i}{dP_i}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} = \lambda \quad \text{或} \quad \frac{dF_i}{dP_i} \times PF_i = \lambda \quad (2)$$

$$(i=1, 2, \dots, m)$$

式中  $dF_i/dP_i$  为发电厂  $i$  发电费用微增率； $\lambda$  为系统等值供电费用微增率，它包含发电费用和输电费用两个方面。用协调方程式（2）分配发电厂出力，既考虑发电厂的发电经济性又考虑输电经济性，取得综合最优效益，即达到供电费用最低。

网损修正系数的计算 首先是计算网损微增率，在经典经济调度中采用  $B$  系数方法。而  $B$  系数是将网损近似表示为发电厂出力二次函数的公式中的系数（包括二次项、一次项和常数项）。网损微增率为

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^m B_{ij} P_j + B_{i0} \quad (i=1, 2, \dots, m) \quad (3)$$

式中  $B_{ij}$  和  $B_{i0}$  是  $B$  系数中的二次项和一次项； $P_j$  是发



电厂  $j$  的出力。式(3)将网损微增率表示为各发电厂的一次函数。实际上,网损微增率与发电、负荷、有功功率、无功功率及电压等因素有关,因此在推导  $B$  系数的过程中一般要引入以下三项假设:①各母线负荷与系统总负荷成线性关系变化;②各发电厂无功出力与有功出力成线性关系变化;③运行中各母线电压幅值和相角基本不变。当运行条件与计算条件相差较大时,用  $B$  系数计算出的网损微增率的误差较大。

$B$  系数的研究始于20世纪40年代,70年代形成两套实用算法:一种是基于最小二乘法回归几个潮流方式的母线负荷和发电厂无功出力两种线性关系,计算出一套适应较宽运行变化的  $B$  系数;另一种是基于直流潮流原理计算某一潮流方式的  $B$  系数,适应较窄的运行范围,但随运行方式的变化可以快速计算出新的  $B$  系数。

70年代提出利用牛顿-拉夫逊法潮流中的雅可比矩阵直接计算网损微增率的方法

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P}{\partial U} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial P} \\ \frac{\partial P_L}{\partial Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial U} \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中  $P$  和  $Q$  分别是母线有功和无功净注入功率向量; $\theta$  和  $U$  分别是母线电压相角和幅值向量;式(4)左边第一项是雅可比矩阵(转置),右边为雅可比矩阵元素和式构成的向量。解此方程可以得到左边网损偏导数向量,选取对应发电厂有功部分元素  $\partial P_L / \partial P$  即可得到各发电厂的网损微增率。这一算法精度高,但计算量大,可以用于实时发电控制。

(于尔铿)

weibo baohu

**微波保护** (microwave pilot protection system) 利用微波(波长为30 cm~0.3 mm 波段)终端设备与通道传输本线路各端的保护信息,并以其综合比较为动作判据的一种线路纵联保护。

**特点** ①通道不受电力线路故障的影响,在本线路故障时能安全可靠地传输各端的保护信息;②传输信息容量大、易于实现高性能的线路纵联保护;③具有比较完善的通道监测手段,但并不增加保护装置结构的复杂性,便于运行维护;④用于方向比较式纵联保护时,适于采用传输允许跳闸信息方式,其安全性与可靠性优于传输闭锁信息方式。

继电保护的微波通信设备工作频率多为2 GHz 与6~8 GHz。后者由于波长短,反射器天线的尺寸小、增益高,便于在铁塔构架上安装,虽然比用2GHz 的微波通道衰落频度高,但其持续时间短,对继电保护工作的

影响也较小。

**主要类型** 按保护工作原理与微波通信复用方式分为:模拟式保护,直接与频分多路微波通信设备复用;数字式保护,与时分多路微波设备复用。

(1) 模拟式。直接以电压、电流互感器二次输入的交流电气量或其故障判别信息实现本线路各端保护信息综合比较。在频分制微波通信设备中用于继电保护的频道一般分配在40~200 kHz 频段内,每路占4 kHz,因此保护需经音频接口与通信设备复用。方向比较式电流分相相位比较式纵联保护的各端输出指令性信号的音频接口采用移频方式;分相电流差动式纵联保护各端输出的三相电流瞬时值则用音频调制方式,中心频率可为1.8~1.9 kHz,频偏为1.0 kHz。为进一步提高分相电流差动式纵联保护的安全性,还采用零相监测方式,即各端同时传输三相电流与零序电流至对端以三相的和电流与零序电流( $3I_0$ )比较的方式实现监测。

(2) 数字式。将本线路各端保护的输入交流电气量的采样值变换为数字量后传输并实现相互综合比较。各端保护输出的数据量可以直接与时分制微波通信设备复用。数字微波通信设备有供继电保护与自动控制使用的高速数据通道,对于以本线路各端保护输出的数据量综合运算结果为动作判据的纵联保护,要求利用各端在同一时刻的有关模拟量采样值,因此经高速数据通道传输的除参与运算的数据量外,尚包括一定码位的控制量,如各端模拟量采样值同步控制、表征各端保护的工作状态、各断路器位置以及附加的远方跳闸与控制。各端保护信息经采样后以帧的形式输出,每帧的码位由各端保护必需输出的信息,数据通道提供的传输码速与保护的采样频率综合选定。

帧同步位	各相电气量数据位	控制位	冗余码位
------	----------	-----	------

帧传输码式示意图

如图所示,每帧的传输码式按顺序共包括:帧同步位,参与运算比较的各相电气量数据位,根据不同要求以较低传输码速传输的控制位,冗余码校核位。冗余码是该帧中以数据位与控制位构成被除式,用规定的除式运算后的余数,对端接收后再以同一规定的除式运算得的余数相互校核。冗余码监测方式抗干扰性强、误码率低,再辅之以其他监测手段,使全数字式纵联保护具有比模拟式更高的安全性与可靠性。

**发展趋势** 随着微波通信的发展,为缓解电力线载波频道拥挤的局面,在20世纪50年代,以微波通道传输各端保护信息的允许跳闸式方向比较纵联保护,在超高压线路上逐步得到广泛的推广使用。60年代以后,先后开发分相电流相位比较式与分相电流差动式纵联



保护,利用频分多路微波通信设备传输各端保护信息。进入80年代以来,全数字式线路纵联保护日渐成为超高压电力网主要保护装置新技术开发的热点。目前,数字式分相电流差动式纵联保护已在超高压线路上运行。随着数字微波通信在电力系统中应用的扩展,将进一步推动以微机、单片机为基础的线路纵联保护装置的开发与实用。

(张延龄)

weibo tongxin jiankong xitong

**微波通信监控系统** (supervisory and control system of microwave communication) 对微波通信系统的有关通信设备和辅助设施进行监视、控制、测量的系统。该系统是实现微波站无人值守的必要条件。它是微波通信系统中的一个子系统,即专用数据通信系统。

微波监控系统的公务信道频率安排如图1所示。

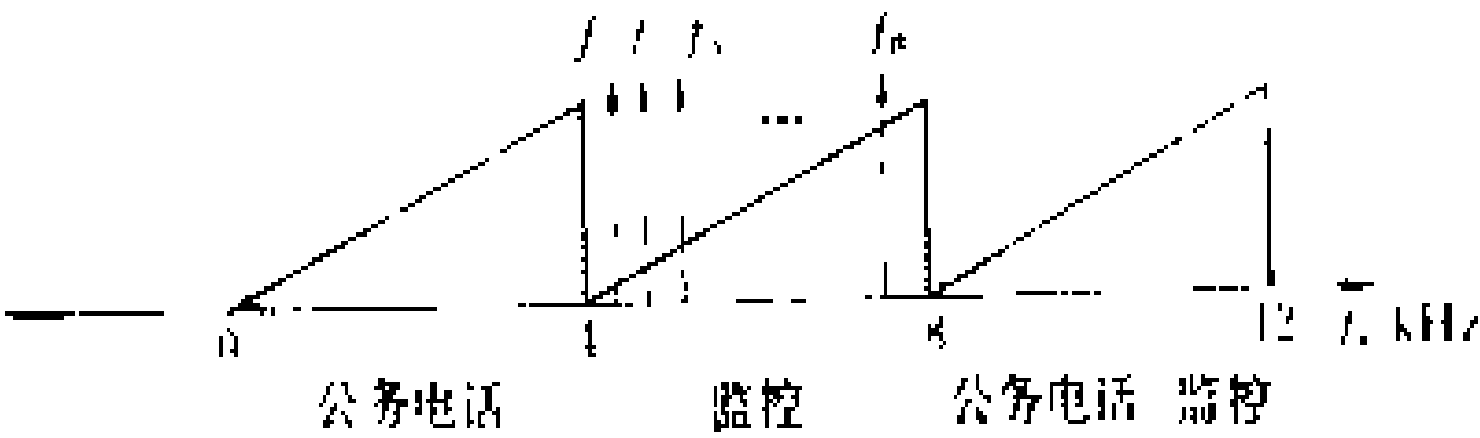


图 1 公务信道频率安排

图1中,0~4 kHz 用于公务电话;4~8 kHz 用作传送监控信号;8~12 kHz 作为第二个公务电话,或者用于传送监控信号。有时用12~16 kHz 以及在脉冲编码调制群路中插入公务信道。

根据工作需要,公务电话可以在微波通信系统和微波通信网范围内实行全程呼叫、选择呼叫和群呼叫(见图2和图3)。

每个微波站的被监视项目数可根据需要选取,如16个、32个、64个等。同样,被控制项目数可以是4个、8个等。这些状态数据按一定的调制方式被调制到副载频上进行传送。

由于公务信道的信噪比( $S/N$ )随通信距离加长而逐渐劣化。因此,往往在相距较远的两个通信中心之间利用一条专用话路传送监控信号,以确保监控信号传输的可靠性。

每个微波站的监控设备除用灯光和声响方式显示该站监视项目的状态外,还可将这些状态信号送向上一级监控站。另外,监控站在必要时可向被控站发送控制指令信号,还可设置集中监视系统,其外围设备有屏幕显示器、打印机、外部寄存器等,以给出微波站或全系统的构成图、状态数据、故障报表、数据统计成果等。

目前,微波通信监控系统的数据传送方式有两种。一种是汇报式,又称直达式,如图2所示。另一种是问答

式,又称询问式,如图3所示。

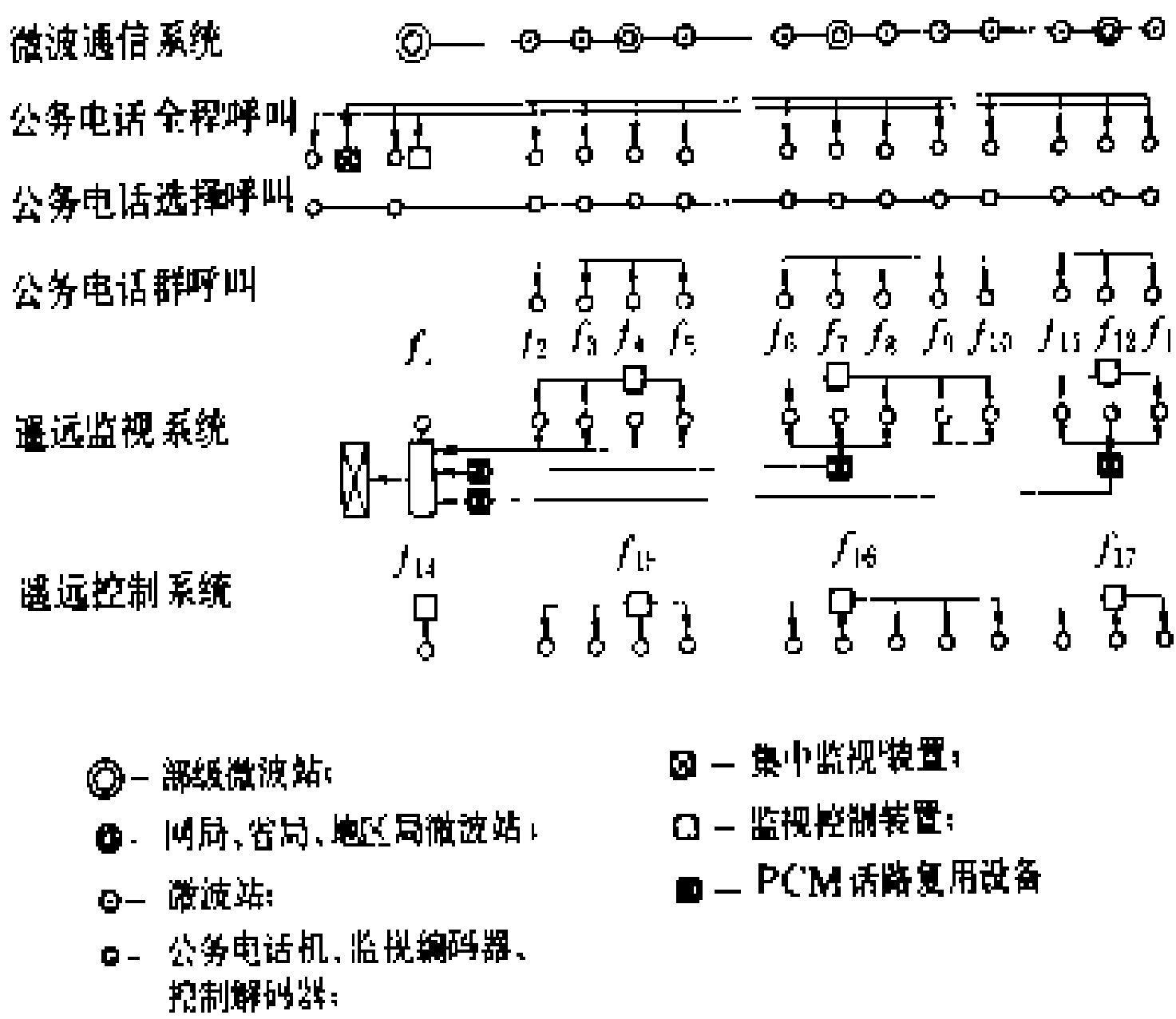


图 2 汇报式监控系统示意图

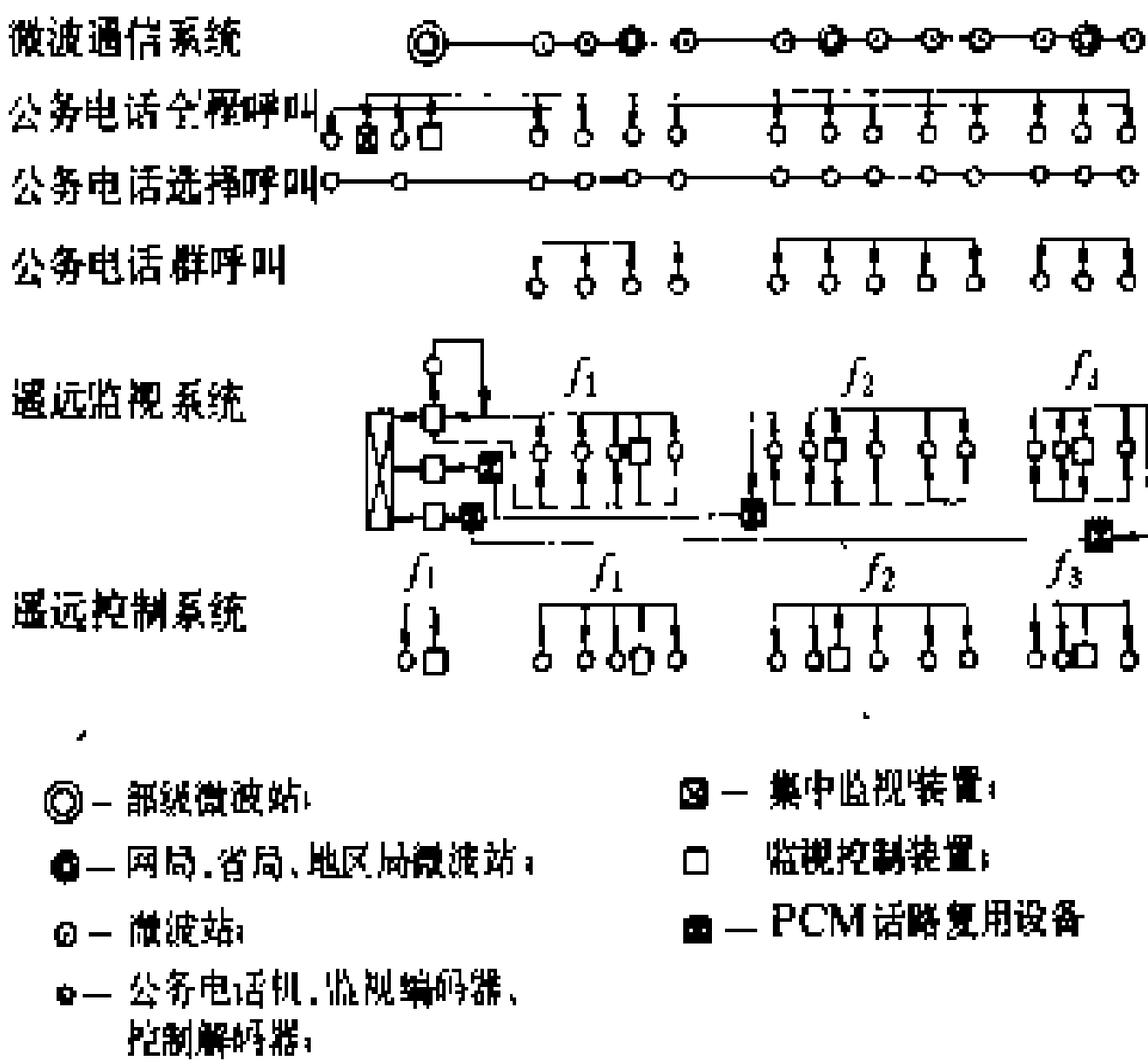


图 3 问答式监控系统示意图

汇报式的特点是:在4~8 kHz 频段内,相隔一定频率间隔划分出许多副载频  $f_1, f_2, \dots, f_n$  (参见图1),每个被监控站用其中一个副载频向监控站传送被监视项目状态数据,监控站占用另一个副载频向被控制站传送控制指令数据。该方式的优点是:系统反映速度快,被监控项目状态变化的信息不易丢失,因而所得到的有关统计数据(如电路中断率、衰落概率等)比较准确。其缺点是受副载频数目限制,被监控的微波站数目有限。因此,这种方式不宜用于微波站较多的大系统。

问答式的特点是:在4~8 kHz 频段内,相隔一定频率间隔划分出许多副载频  $f_1, f_2, \dots, f_n$  (见图1),每个监控站发送其中一个副载频(进程副载频以虚线表示),对所属每个监控站及其每个被监控项目不间断地按一定次序逐一进行巡回扫描,并利用该副载频(回程副载频以实线表示)将这些项目状态数据实时送到监控站。同样,监控站用同一个副载频向所属被监控站及其每个被控项目按一定次序逐一进行巡回扫描,以实现对其控制。这种方式的优缺点与汇报式的恰好相反,所得到的有关统计数据(如电路中断率、衰落概率





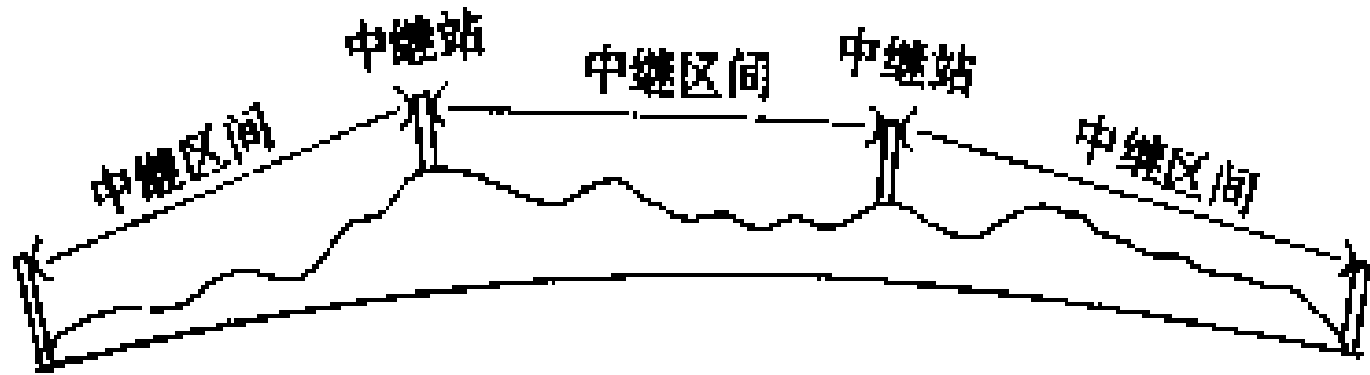
等) 准确性较差。但是适合于微波站数较多的大系统。

当微波通信系统扩大到一定规模时, 可利用微波通信监控系统组成微波通信监控网, 以增强监控功能及可靠性。

(周鸿顺)

weibo zhongji tongxin

**微波中继通信** (microwave relay communication) 利用微波频段无线电波在空间传送信息的通信方式。微波常指频率在300 MHz~300 GHz (波长为1 m~1 mm) 范围内的电磁波 (见无线电通信频段)。微波基本上是沿直线传播的, 由于地球曲率的因素, 两地距离稍远就不能直接通信, 因此需在两个通信点之间设立一个或多个中继站, 按接力的方式将信号一站一站地依次传递下去以实现远程通信, 这种通信系统称为微波中继通信 (见图中所示)。由于其通信距离远、容量大、可靠性较高, 广泛用于电力系统的干



微波中继通信示意图

线通信线路。除电波沿地面层传播称微波中继通信以外, 也可利用电波经对流层散射传播进行通信, 即对流层散射通信; 或利用人造地球卫星进行转发, 即卫星通信。

**特点** 微波中继通信的优点是: ①频带范围很宽, 可以容纳很多的无线电台而不致互相干扰。②通信容量大, 一般均为多路通信。话路数达几十到几千个或几路电视。③受工业和天电干扰小, 通信稳定。④由于采用定向天线, 方向性强, 保密性好。⑤按话路成本比较, 其成本比有线通信低。

微波通信的缺点是: 设备比较复杂, 建设在高山上的中继站给施工和运行维护工作带来一定的困难。

**通信制式** 微波中继通信设备的制式有模拟和数字两种 (见模拟通信和数字通信)。模拟多路设备的复用和信道机的调制方式多为: 频分多路 (FDM)-调频 (FM)。频分制每一话路的带宽为4 kHz。数字多路设备的复用方式则为时分多路 (TDM), 大多数采用脉码调制 (PCM)-相移键控 (PSK), 此外, 增量调制 (ΔM) 方式得到了较多的应用。时分制的 PCM 每一话路的速率为64 kbit/s。

微波通信系统的工作频段主要有: 800/900 MHz、1.5 GHz、2 GHz、4 GHz、6 GHz、7 GHz、8 GHz 及

11 GHz 等。各工作频段中的信道划分、话路容量以及电磁波极化等要求, 国际无线电咨询委员会 (International Radio Consultative Committee, CCIR) 及中国无线电管理委员会均有相应的建议或规定。

关于多路复用的话路容量有如下规定。

(1) 频分多路的基群为12路, 超群为60路, 主群为300路。CCIR 建议在微波中继系统中采用下列各种组合:

24 路	12-108 kHz
60 路	12-252 kHz 60-300 kHz
120 路	12-552 kHz 60-552 kHz
300 路	60-1300 kHz 64-1296kHz
600 路	60-2540 kHz 64-2660kHz
900 路	60-4028 kHz 316-4188kHz
1800路	312-8204 kHz 316-8204 kHz

(2) 不同地区时分多路脉码调制的多路复用方式如表中所示。

时分多路复用方式

地区	路数及速率①				
	基群	二次群	三次群	四次群	五次群
欧洲 与 中国	30路	120路	480路	1920路	
	2.048	8.448	34.368	139.268	
	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s	
北美	24路	96路	672路	4032路	
	1.544	6.312	44.736	274	
	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s	
日本	24路	96路	480路	1440路	5760路
	1.544	6.312	32.064	97	397
	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s	Mbit/s

① 按照中国国家标准, 容量系列尚有2×2.048 Mbit/s (60路)、2×8.448 Mbit/s (240路) 和2×34.368 Mbit/s (960路)。

**系统应用的问题及技术进展** 在微波传播的过程中, 由于电磁波传播路径上大气层介质的不规则变动, 对传播条件产生不稳定的效果, 因而收信电平总是处在变化之中, 在较严重的情况下, 收信电平会有较大幅度的衰落, 这种称为衰落的现象对微波通信有着重要的影响, 在严重衰落时甚至会造成通信电路的中断。为了消除衰落对通信质量造成的不良影响, 除了在线路设计时予以充分的考虑外, 在一些特殊站段往往采用



多种防护衰落的技术措施,如采用各种分集接收系统(空间分集、频率分集等)。在数字微波通信系统中,由于电波在不同路径传播时在接收天线处形成相位差产生的所谓多径衰落对系统的影响尤为严重。它会使数字信号传输的比特差错率急剧恶化直至造成电路中断。由于这种衰落现象的存在大大地限制了数字微波线路的站段距离。为了防护这种衰落,除采用分集接收技术外,还可以采用中频或基带自适应均衡技术。

数字微波通信系统采用的技术比较先进,近年来发展迅速。例如自适应均衡技术、单路编译码技术、压缩频带(ADPCM)技术、误差控制技术等。在系统管理上采用通信线路的集中监控系统;在设备结构上采用各次群或时分复用(TDM)与频分复用(FDM)制式之间可以灵活过渡的复接设备(终端型或分路型)以及进一步固态化和智能化的低功耗设备和适合于各种安装条件的集装箱式和地罐式的设备。

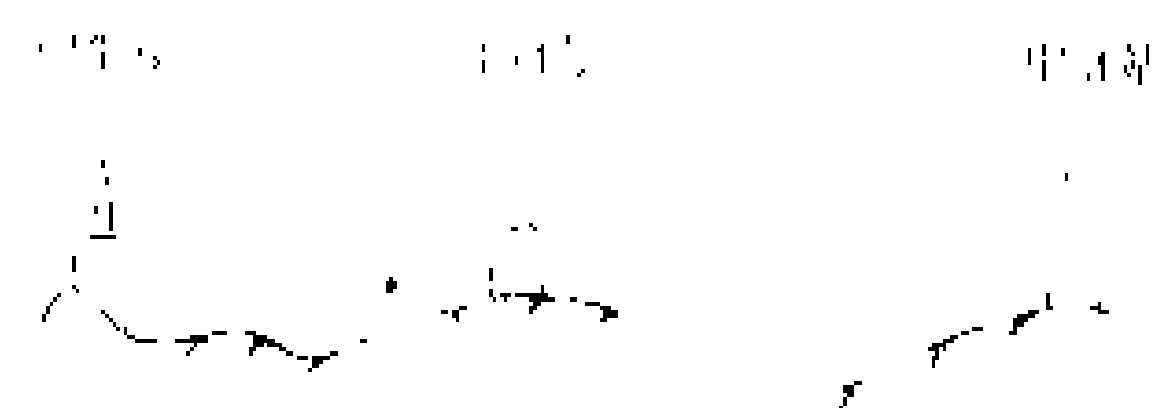
对于微波中继方式除了通常的有源中继站外,在一些特定的站段上还可以采用不移频式中继站(称为有源转接方式)和采用无源转接方式(如反射板或天线背对背转接方式等)。

(张玉功)

weibo zhongjizhan

**微波中继站** (microwave relaying station)

在两个微波终端站之间以接力方式传送微波信号的中间站。



微波中继站示意图

微波中继站(参见彩图插页第20页41图)可以分成若干类型。按中继站转发信号的形式可分为:①将接收到的微波频率信号直接放大和转发的直接中继站;②将接收到的微波频率信号先变成中频信号进行放大,再变成另一频率的微波信号,经功率放大后转发的外差中继站;③将接收到的微波频率信号先变成中频信号,然后进行解调、再生、整形,恢复原基带脉冲信号,再调制到另一频率的微波信号转发的再生中继站。这三种中继方式又分别称为高频转接、中频转接和基带转接。另外还有,能上下话路的中继端站;将接收到的微波信号能进行变频、放大、整形等处理的有源中继站;仅能改变微波传播方向而不能进行变频、放大、整形等处理的无源中继站;能将微波电路向另外方向分支的分支中继站;有入值守中继站和无人值守中继站等。

中继站是保证群路信号高质量、高可靠性传输的重要技术设施。它是微波中继通信系统中的重要组成部分。因此,中继站的站址选择、设备选型、电源供给、运行维护等各个方面都要从严要求。

中继站的发展方向为高可靠、低造价、低功耗、全自动、无人值守集中维护。

(周鸿顺)

weijixing jidian baohu zhuangzhi

**微机型继电保护装置** (microprocessor based protection system)

用微型计算机构成的继电保护装置。此类装置的核心是一个微型计算机,被保护对象的运行状态量引入装置后经过采样和模数变换器变换成数字量输入计算机,计算机不断地根据输入量进行计算和判断,在发现被保护对象进入不正常工况时,通过接口电路驱动执行元件,动作于跳闸、报警或执行其他任务。

微机型继电保护装置由于各种功能均由软件实现,有很大的灵活性,因而具有用常规保护装置难以实现的某些性能,通过打印机可以在事故后打印出多种有价值的信息供事故分析,例如线路保护可以输出故障距离等。另一个重要特点是可以实现在线自动监测,在保护装置异常时自动报警并显示出故障部位,从而允许延长运行中定检周期、减少调试工作量和提高可靠性。

### 起源和现状

20世纪60年代末,进入研究计算机型继电保护装置的可行性阶段,70年代具备理论准备条件并通过少量样机的试运行积累了经验。80年代初,随着微型计算机硬件制造水平的提高和价格的大幅度下降,它开始商业性生产。

在中国,微机型继电保护装置的开发极为迅速,第一套微机型距离保护于1984年在220 kV 输电线路试运行成功,随即转入专业厂家生产,开始在各地小批量试用。到90年代初,各主要继电器制造厂都开始生产各种微机型继电保护装置,包括适用于各种电压等级的线路保护、变压器保护以及成套的发电机变压器组的微机型保护装置。1992年全国220 kV 输电线保护装置的总订货量中微机型的已超过半数。参见彩图插页第18页36图。

### 硬件构成原理

保护装置的硬件可以归纳成三个组成部分:CPU主系统、数据采集系统(或称模拟量输入系统)及开关量输入输出系统,如图1所示。

**CPU 主系统** 包括微处理机 CPU、存放程序的 EPROM、存放整定值的 EEPROM、随机存储器 RAM 以及可编程用以实现各种定时要求（例如定时采样和各种保护的延时等）的定时器等。

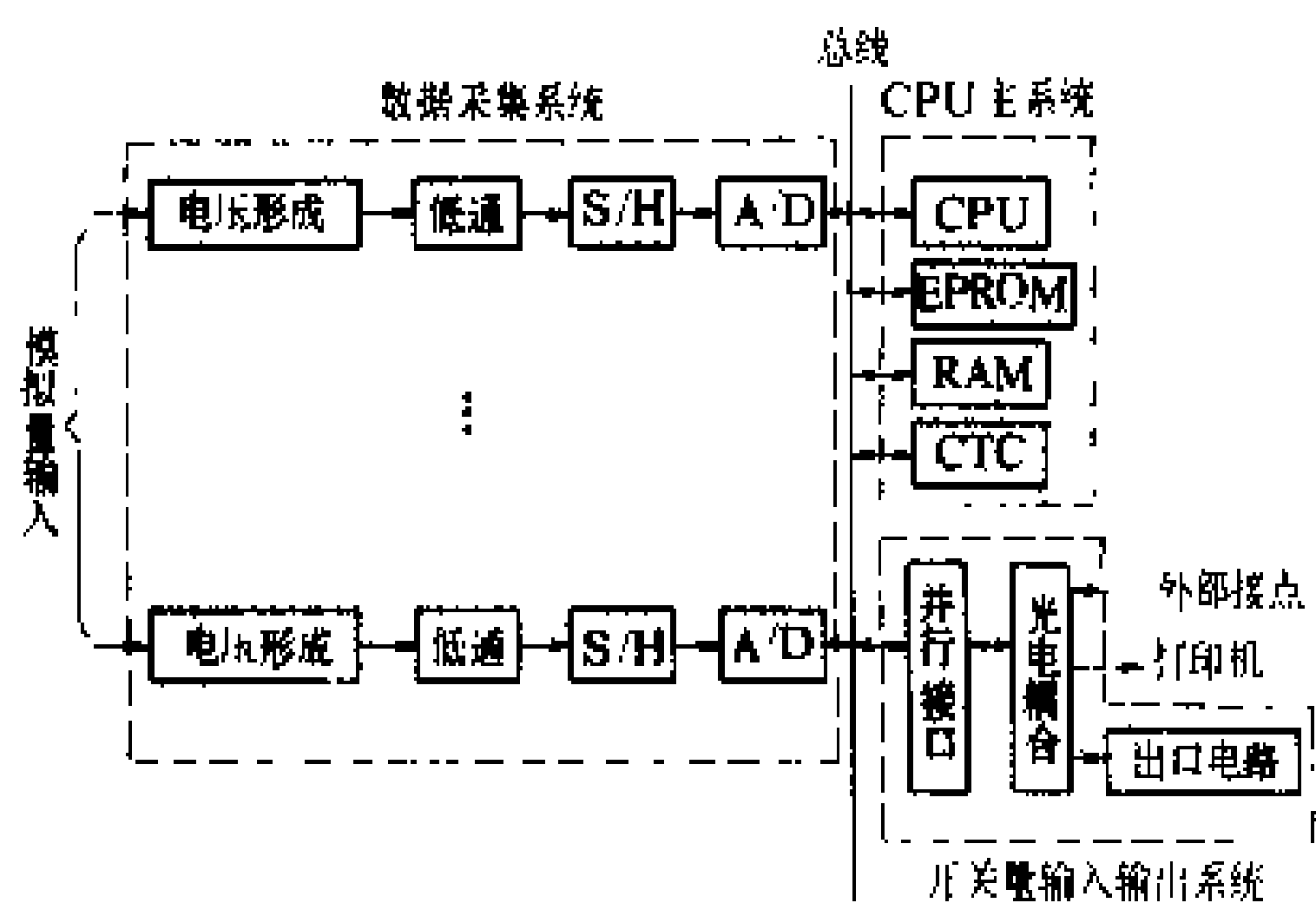


图 1 硬件构成框图

**数据采集系统** 包括电压形成回路、模拟低通滤波器、采样保持器（S/H）和模数变换器（A/D）。

**电压形成回路** 将输入量变换成适合于模数变换器工作的电压信号并实现外部电路和微机之间的电气隔离，以防止输入引线携带的共模浪涌干扰微机的正常工作。对于交流输入量一般用变压器原理实现电气隔离和电平转换，对于直流输入量，例如发电机转子电压，可以用电-光和光-电转换技术。

**采样保持器（S/H）** 基本部分由一个快速电子开关 S 和一个保持电容器 C（图 2）组成。在 CPU 主系统的定时器控制下，每隔一定的采样间隔时间  $T_s$ ，使电子开关短时接通一下——采样，从而在电容器 C 两端记下该时刻输入电压信号的瞬时值。在电子开关打开后，电容器上电压短时保持基本不变，模数变换器可以从容地将此采样值变换为数字量。图 2 中输入和输出端分别接入了两个由运算放大器构成的跟随器，前者是为了减小电容器充放电回路的电阻，从而可以加快充放电过程，使 C 来得及在电子开关 S 闭合的极短时间内准确地跟踪上被采样电压信号的电压值；后者是为了防止保持电容 C 通过输出负载泄漏，以改善保持效果。整个采样保持电路集成在一个芯片上，但保持电容一般外接。

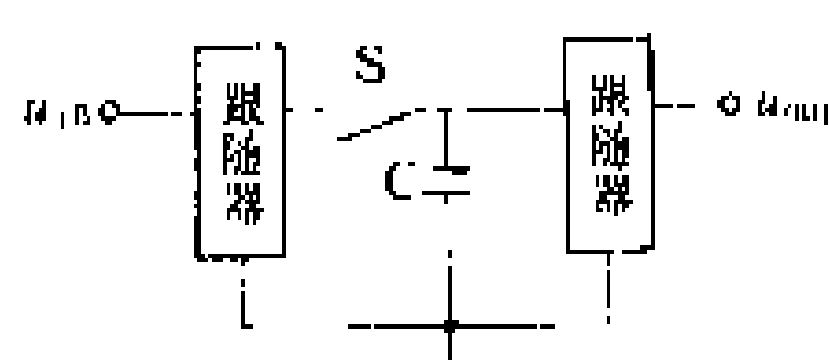


图 2 采样保持器原理图

率混叠， $f_s$  必须大于被采样信号所含最高频率成份的两倍，这是有名的采样定理。采样频率过高将增大对微机处理速度的要求，目前大多数反映工频量的微机型继电保护装置选用的采样频率在 400~2000 Hz 的范围内。

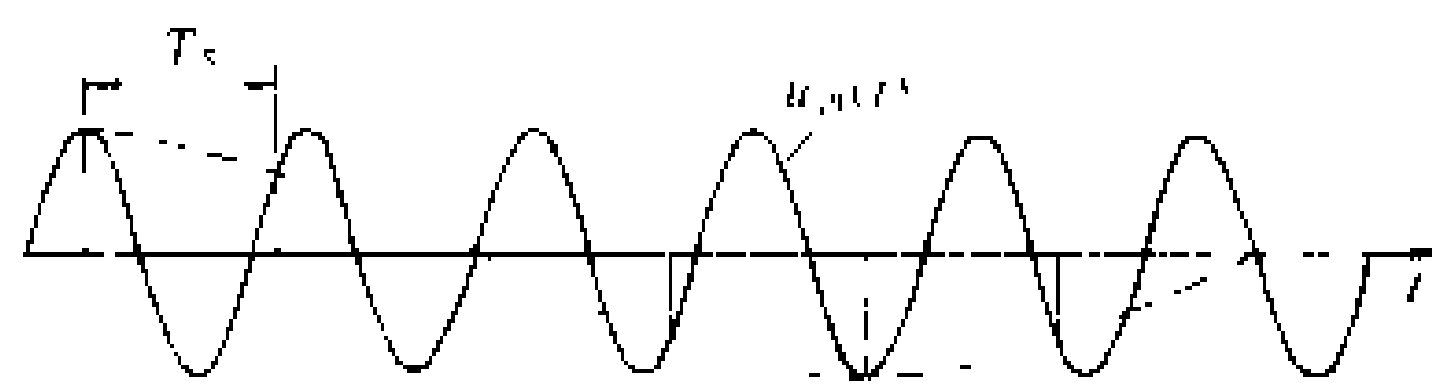


图 3 频率混叠的示意图

**模拟低通滤波器** 在采样前设置一个模拟低通滤波器，用以除去高于  $\frac{f_s}{2}$  的频率成分，防止这些高频分量“混叠”成虚假的低频成分造成计算误差。

**模数变换器（A/D）** 将输入量的采样值变换成二进制的数字量。由于 A/D 输出的二进制数的位数或称其字长总是有限的，不可能完全精确地表示模拟量，由此引入的误差称量化误差。绝对量化误差的最大值就是 A/D 输出二进制数最低位所代表的值，A/D 的字长越长，相对量化误差越小，或称分辨率越高。由于继电保护装置输入量的变化范围大，既要保证输入量的最大值不溢出，又要保证必须考虑的最小值的相对误差不致过大，一般要求 A/D 的字长不低于 12 位。A/D 的字长决定了例如距离保护的精确工作电压和精确工作电流，方向继电器的电压死区等重要指标。由于 12 位 A/D 的价格昂贵，通常对所有的模拟输入量公用一个模数变换器，方法是在采样保持器和模数变换器之间插入一个多路转换器，即电子转换开关，在 CPU 控制下将各 S/H 输出轮流切换至 A/D 输入端进行转换。但每个输入量必须有自己专用的采样保持器，因为各输入量必须要在同一时刻采样，否则微机将不能准确地计算各电气量之间的相位关系。

**开关量输入输出系统** 指保护装置的出口和信号系统以及装置同外部其他装置的触点的连接回路。微机通过可编程的并行接口芯片和光电隔离器件同这些

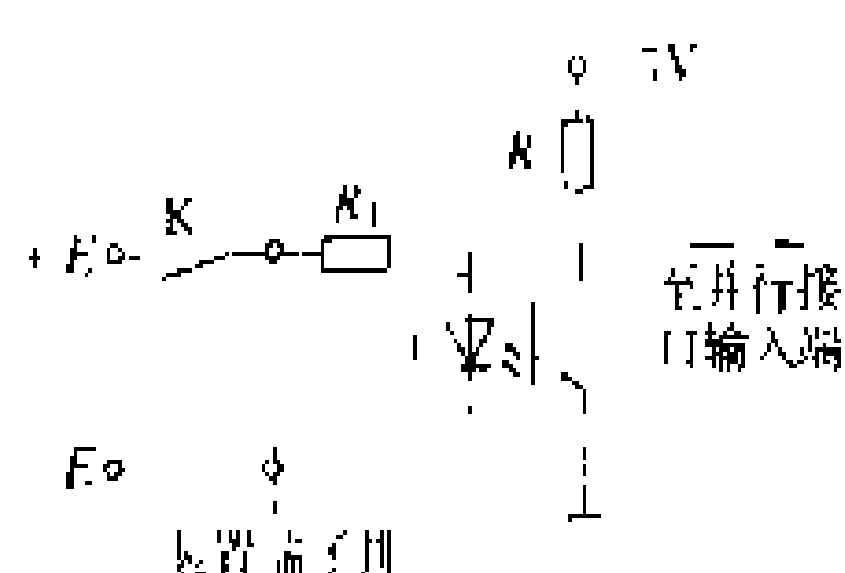


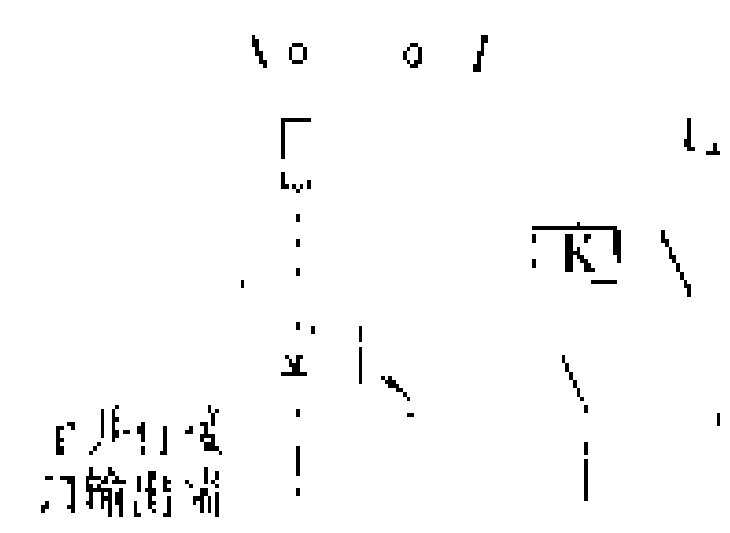
图 4 开关量输入回路

电路联系。图 4 为开关量输入回路的原理接线，虚线框内为一个光电耦合器件，它由封闭在一个芯片内的一个发光二极管和一个光敏三极管构成。

当外部触点 K 闭合时发光二极管有电流通过而发光，致使光敏三极管导通，因而微机可以通过查询并行接口相应输入端的电平获得外部触点 K 状态的信息。图 4 表明了外部触点同微机之间是通过光耦合的，没有电

采样间隔  $T_s$  的倒数称采样频率  $f_s$ ，这是微机型继电保护装置的一个重要参数。采样频率过低将不足以真实地反映输入模拟信号，图 3 示出了由于  $f_s$  过低微机将错误地把如实线所示的高频信号  $u_m(t)$  误认为如虚线所示的低频信号。这种现象叫频率混叠。为防止频

由硬件构成原理可见,不同的保护原理硬件结构方式基本不变,可以应用通用的硬件配以不同的软件实现各种不同原理的保护,这是全微机化的保护装置。



也有另一种部分地利用微机组成继电保护装置的做法，保护装置的故障起动判别元件，包括滤波等等都由模拟器件构成，微机仅用于实现保护的逻辑部分。

随着大规模集成电路的集成度不断提高,现在已能在一个芯片上集成 CPU、EPROM、RAM、串行和并行接口、定时器以及 A/D 等,即单片计算机。采用单片机将使微机型继电保护装置的硬件结构大为简化,也更加可靠。

微机根据采样值进行计算和判断以完成保护功能的方法称算法。算法在原则上可以分成两大类。一类是根据采样值进行数值计算,求得保护所反映的量值,例如距离保护,可以计算感受阻抗值,然后同阻抗定值比较;另一类是沿用模拟型保护的判据,仍以距离保护为例,根据动作方程判断是否在区内,不同的动作方程可以实现不同的阻抗动作特性,不必计算感受阻抗的数值。以下着重介绍第一类算法。

何应用短的时间窗得到满足要求的计算精度。计算精度主要是衡量它从短路后含有各种暂态分量和噪声的电气量采样值中取出有用分量排除暂态分量和噪声的影响的能力。算法的选择要根据保护原理的要求,有的可以选长时窗高精度的算法,而有的例如方向保护和差动保护则应以速度为主,精度可以适当放宽要求。还可以用长、短时窗法相结合的方法,用短窗先进行粗算,以快速识别出严重故障,再辅之以长窗精算,以识别位于保护范围边沿的较轻故障。

**傅里叶方法** 假定故障后的交流电压和电流是周期性时间函数，根据傅氏级数的理论可以求出工频基波分量的正弦和余弦项振幅

$$a_1 = \frac{2}{T} \int_0^T x(t) \sin \omega_1 t dt$$

$$b_1 = \frac{2}{T} \int_0^T x(t) \cos \omega_1 t dt$$

用计算机处理时只能获得  $x(t)$  在各采样时刻的瞬时值  $x(kT_s)$ , 上述积分可以用梯形法则求得

$$a_1 = \frac{1}{N} \left[ 2 \sum_{k=1}^{N-1} x(kT_s) \sin \frac{2\pi k}{N} \right]$$

$$b_1 = \frac{1}{N} \left[ x(0) + 2 \sum_{k=1}^{N-1} x(kT_s) \cos \frac{2\pi k}{N} + x(NT_s) \right]$$

由  $a_1$  和  $b_1$  可以求得  $x(t)$  的有效值  $X$  和在  $t=0$  时的初相角  $\alpha$

$$X = \sqrt{(a_1^2 + b_1^2)} / 2$$

$\tan \alpha = b_1 / a_1$

短路暂态中包含的高频分量的频率与工频无关而且衰减较快,而在电流中还包含有衰减的非周期分量。分析指出,傅里叶算法能完全消除纯直流及工频的各整次谐波,对非整次的其他高频分量也有较强的抑制能力,但对衰减的非周期分量所含有的低频成分抑制能力较差,因而在对精度要求较高的场合还需要采取一些附加措施。

• 349 •



精度可以放宽要求的场合。

**解微分方程法** 专用于阻抗计算的一种方法,广泛应用于反映工频量的输电线距离保护。它假定输电线的分布电容可以忽略,因而从故障点到保护安装处的线路段可用一电阻和电感串联的电路来描述,所以又称 R-L 模型法。根据此假定,在短路时有

$$u = R_1 i + L_1 \frac{di}{dt} \quad (1)$$

式中  $R_1$  和  $L_1$  分别为该线路段的正序电阻和正序电感。 $u$  和  $i$  为保护安装处的电压和电流,相间故障应取故障相间电压和两故障相电流之差;对单相接地故障应取故障相电压和故障相电流加零序补偿。以 A 相接地为例

$$u_a = R_1 (i_a + K_R \times 3i_0) + L_1 \frac{d(i_a + K_L \times 3i_0)}{dt}$$

式中  $K_R$  为电阻分量的零序补偿系数,  $K_R = \frac{R_0 - R_1}{3R_1}$ ;  $K_L$  为电感分量的零序补偿系数,  $K_L = \frac{L_0 - L_1}{3L_1}$ 。

上述微分方程中,  $u$  和  $i$  可以直接测量;  $di/dt$  可以用差分近似求得,为了求解两个未知数  $R_1$  和  $L_1$ ,可以在两个不同的时刻  $t_1$  和  $t_2$  分别测量  $u$ 、 $i$  和  $di/dt$ ,得到两个独立的方程,联立求解得

$$L_1 = \frac{u_1 i_2 - u_2 i_1}{i_2 D_1 - i_1 D_2}$$

$$R_1 = \frac{u_2 D_1 - u_1 D_2}{i_2 D_1 - i_1 D_2}$$

式中下标“1”和“2”分别表示两个测量时刻,  $D$  表示差分。

解微分方程法本身要求的时窗仅为 3~4 个采样值。

对比傅里叶方法和解微分方程法可见,傅里叶方法的目标是求出信号中的基波分量,因而使用了一个工频周期的时窗抑制各种暂态分量,如果电力网频率偏离了额定值,将造成相应的计算误差。解微分方程法直接求线路的电阻和电感值,而不是先求出电压和电流的基波分量,它所依据的微分方程未对电力网频率作任何假定,因而其计算结果不受频率的影响,更重要的是它不受电流中非周期分量的影响,因为非周期分量显然是符合微分方程的。但是解微分方程法必须配合一个低通滤波器预先滤掉暂态高频分量,因为高频情况下,解微分方程法的假设——线路分布电流可以忽略,不再成立。解微分方程法的计算精度决定于滤波质量,通常采用数字滤波器。数字滤波的实质是指微机执行一段程序,把输入采样值  $x(k)$  按一定的要求加

工处理成为一组新的数字串  $y(k)$ 。最简单的数字滤波器的例子是移动求平均,如下式所示为取  $N$  点求平均

$$y(k) = \sum_{i=0}^{N-1} x(k-i) \frac{1}{N}$$

在求平均时可以抑制高频分量,因而这是一个低通滤波器。一般地,如果把  $N$  个采样点加权后再平均

$$y(k) = \sum_{i=0}^{N-1} x(k-i) h(i)$$

则选择不同的加权系数  $h(i)$ ,可以达到不同的滤波效果。

模拟滤波器在频域的通带越窄即滤波效果越好,但也在时域引入较长的时延。数字滤波器也同样,要达到好的滤波效果必须加大加权平均的采样点数  $N$ ,因而也就加长了算法要求的总时窗长度。实际上傅里叶算法也可以看成具有工频带通滤波器的作用,由于解微分方程法只需要低通滤波器,所以总时窗长度比傅里叶方法的短。

与模拟式的比较,数字滤波器设计灵活,没有元件参数离散和老化等问题。数字滤波器分递归型和非递归型两大类,上述加权平均法属于非递归型数字滤波器。

## 发展趋势和展望

微型继电保护装置的性能较之常规保护装置优越。采用单片机构成的成套保护装置,各单片机互相检测,互为备用又互相闭锁,可以大大提高整套保护装置的可靠性,这是微型复杂保护的发展趋势。为了避免在变电所环境中因严重电磁干扰影响装置的正常运行,已成功地采取了一系列抗干扰与提高可靠性的措施。例如,应用光电耦合等各种隔离技术使装置的微机部分同外界电气部分完全隔离;采用多种软件校核和自动纠错技术;提供足够的硬件冗余度以提高装置的容错能力,以保证装置在部分硬件损坏时仍能不间断地连续正常工作。迄今国内外微型继电保护装置的运行经验证实了它的工作可靠性。可以认为,对于成套的特别是用于大型发电机组和超高压线路的复杂保护,微型继电保护装置无疑将极具发展前途。

80 年代以来,逐步开展了在变电所中应用计算机综合实现保护、测量、控制功能的研究和试点工作。

随之而来的是,如果变电所实现了微机化,不但电压和电流互感器的二次负担会大大减轻,现有互感器二次电压和电流的输出规范和形式也不适合微机接口要求,新型超高压和大电流传变装置的出现已初见端

倪，目前已经试探过了多种方案。

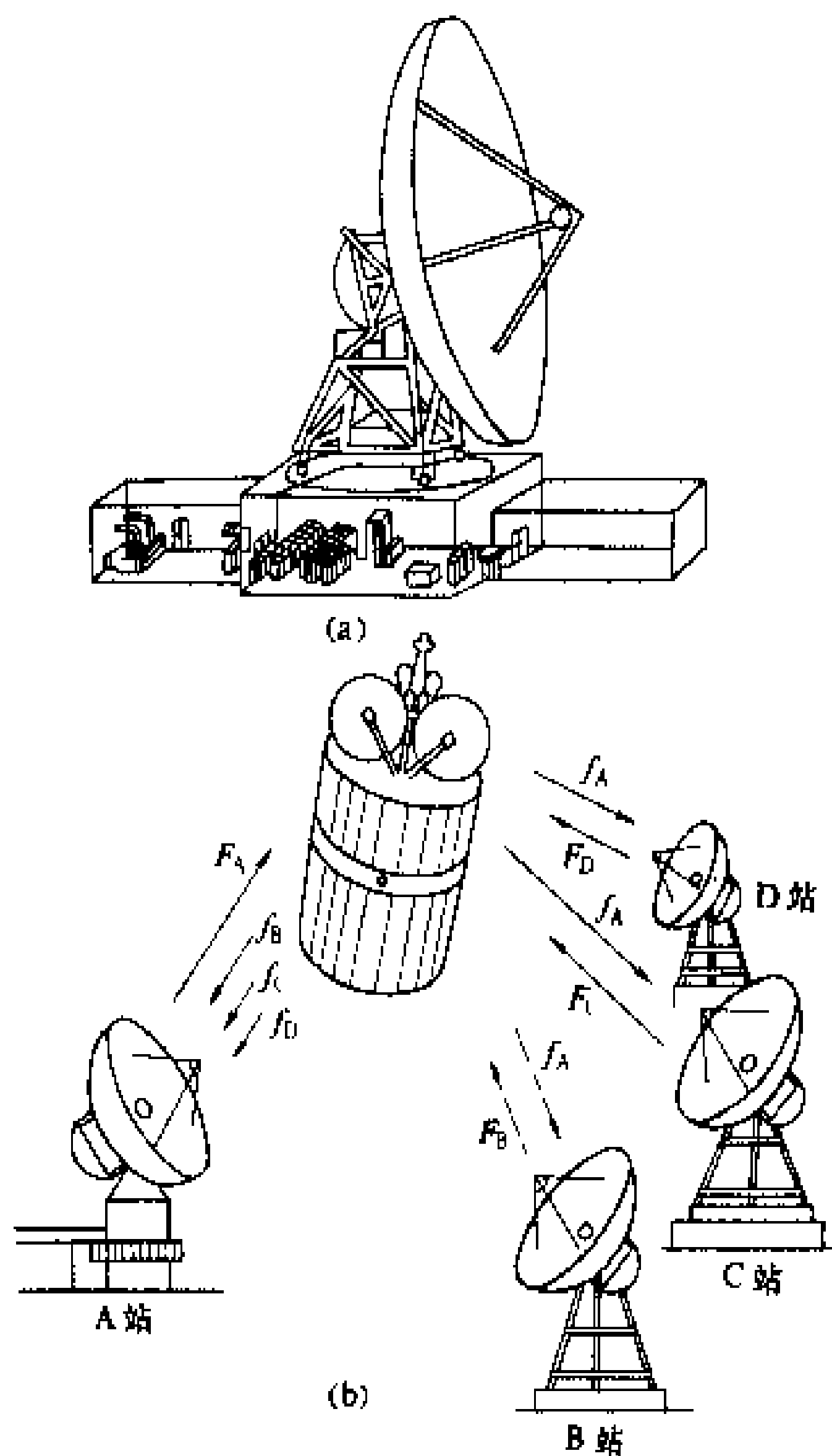
#### 参考书目

杨奇逊主编，微型机继电保护基础，北京：水利电力出版社，1988

(杨奇逊)

weixing diqiu zhan

**卫星地球站** (satellite earth station) 设置在地球表面的与人造地球卫星进行相互通信的通信站，简称地球站。



卫星地球站示意图

(a) 卫星地球站概貌；(b) 多个卫星地球站相互通信

如图所示，卫星地球站可分为固定地球站、可搬运地球站和移动地球站。根据是否满足国际通信卫星组织 (INTELSAT) 的技术标准又可分为标准地球站和非标准地球站。此外，还可以根据用途分为跟踪、遥测和指令站，航海、航空站等。卫星地球站内一般由天线跟踪伺服系统、天线馈源系统、收发信设备、终端设备、监控设备和电源设备等组成。

**特点** 由于卫星地球站与人造通信卫星(中继站)之间距离很远(一般约为 36000 km)，因此与地面视距微波通信站比较，卫星地球站的特点为：①多采用大口径、高增益、能自动跟踪的天线，大功率发射机和具有参量放大器的低噪声接收机；②通常不会出现明显的

衰落现象；③信号的绝对时延大，有回声现象。此外，卫星地球站的站址选择条件相对较严，在地理条件、地质条件、环境条件和占地面积与预留扩展等方面有很多苛刻要求。

**制式** 卫星地球站所用的通信制式有多种：①频分复用-调频制 (FDM-FM)；②单路单载波-调频制 (SCPC-FM)；③频分多址 (FDMA)；④时分多址 (TDMA)；⑤脉冲编码/相位键控-单路单载波 (PCM/PSK-SCPC)；⑥增量调制/相位键控-单路单载波 ( $\Delta$ M/PSK-SCPC)；⑦单路单载波按需分配制 (SPADE)。

**应用** 卫星通信方式具有通信距离远、覆盖面积大、通信容量大和不受大气扰动影响的优点，可靠性高，机动灵活性强，可实现多址通信和信道的按需分配。它既可传输电话，又可传输电报、数据和电视业务等。在电力系统中多利用卫星地球站进行边远地区长距离通信或作为地处偏僻的水电工地、水电能源基地以及抗灾防汛等通信联络工具。

(周鸿顺)

weixing tongxin

**卫星通信** (satellite communication) 在两个或多个卫星地球站之间利用人造地球卫星作为中继站来转发或反射信号的无线电通信。卫星通信是宇宙通信的一种方式。

根据卫星地球站的业务类型，卫星通信业务可以分为：①固定卫星通信业务：卫星地球站固定不动。②移动卫星通信业务：卫星地球站装在航船、飞机、车辆中利用卫星进行通信。③广播卫星业务：电视和语言广播。④科学试验卫星业务：进行各种科学试验。

卫星通信的优点是：①通信距离远。人造地球卫星一般在离地球几千至几万公里的高空运转，用它作中继站可进行洲际通信。将若干个卫星(如三个)发射到高空，只要高度和位置合适，可实现全球通信。②通信容量大。考虑到电磁波的穿透能力及传播衰减，卫星通信使用 1~10GHz 微波频段，有很宽的带宽，可传播几路电视和几千路电话。③不受大气层扰动的影响，通信可靠。④具有大面积覆盖能力，可实现多址通信和信道的按需分配，通信灵活机动。常用的多址连接方式有频分多址、时分多址和空分多址等，其中频分多址方式应用较为普遍。

卫星通信的技术水平较高，要求卫星地球站使用大功率发射机和高灵敏度低噪声接收机，而地球卫星则要求重量轻、体积小、抗辐射并能经受住发射过程中的冲击和振动。

卫星通信系统由人造地球卫星和卫星地球站组

成。地球站由天线、跟踪系统、发信设备、收信设备、通信控制设备、终端设备和电源设备等组成。各用户要传送的信号在终端设备中综合，发信设备将综合后的信号调制到载频上，经天线发给卫星。来自卫星的射频信号经天线接收送至接收设备，并将射频信号放大、解调变为综合信号送至终端设备，终端设备将综合信号分开送至各个用户。跟踪系统用于控制天线自动对准卫星的方向。通信控制设备监控通信信号及卫星地球站各部分的工作情况。电源设备保证不间断供电。

卫星通信是一种新的通信手段，它能传输电话、电报、数据、电视等，电力系统用之于对远距离偏僻地区的通信最为经济可靠，同时也可作为干线微波线路的备用通道，很有发展前途。

(张玉功)

wending jixian he jingtai wending chubei xishu

**稳定极限和静态稳定储备系数** (stability limit and steady-state stability margin)

见电力系统稳定。

wugong gonglu yu dianya zidong kongzhi

**无功功率与电压自动控制** (automatic control of reactive power and voltage)

部分或整个系统保持电压水平和无功功率平衡的一种自动化技术。在电力系统中电压与无功功率是紧密相关的，调整电源的无功功率，必然影响母线的电压，反之亦然。因此，在控制中必须统一考虑。无功功率与电压自动控制的主要任务是：①根据供电要求，自动保持用户的供电电压在允许偏差范围之内；②有效地利用无功电源和各种调压措施，使无功功率就地平衡，合理分配，使电网网损达到最小；③根据系统稳定性要求，保持电网中枢点电压在规定最低水平以上。

随着电力系统的发展，电压和无功功率自动控制的手段，逐步由单一型走向多种综合型，控制方式由个别控制向分散控制、集中控制发展。近年来，逐步实现以电子计算机为中心的无功功率与电压最优控制，成为发展的总趋势。

**控制电压和无功功率的设备** 包括同步发电机、有载调压变压器和无功补偿设备。无功补偿设备又分并联电容器、并联电抗器、同步调相机和静止补偿器。

**同步发电机** 通过调节励磁电流来控制无功功率和端电压。励磁电流的调节装置有：自动电压调节装置、自动无功调节装置、自动功率因数调节装置。

(1) 自动电压调节装置 (AVR)。将发电机电压与给定的基准电压进行比较，根据其偏差调整励磁电流，使端电压维持恒定。AVR 装置一般装在大容量的水轮发电机或汽轮发电机上。

(2) 自动无功调节装置 (AQR)。调整励磁电流，使发电机无功出力保持给定值。

(3) 自动功率因数调节装置 (APR)。不管有功功率多少，通过调节励磁电流，使发电机功率因数维持恒定。

中小型发电机一般采用 AQR 或 APR 调节装置，以防止过分的过励磁或欠励磁运行。

**有载调压变压器** 有载调压变压器 (LRT) 采用电压继电器，将母线电压与基准电压进行比较，根据电压偏差，在带负荷情况下调整变压器的分接头位置。

**无功补偿设备** 包括并联电容器 (并联电抗器)、同步调相机和静止补偿器，安装在负荷侧变电所或枢纽变电所。其作用是：在重负荷时作为无功电源发出无功功率，补偿无功负荷，从而减少在线路上引起的电压损耗和功率损耗；在轻负荷时减少所发无功功率 (甚至吸收无功功率)，达到调节电压的目的。并联电容器只能发出无功功率，而并联电抗器只能吸收无功功率，在控制上通过电压继电器，进行成组投入或切除。同步调相机改变励磁电流，过激时发出无功，欠激时吸收无功。静止补偿器与调相机相似，改变控制角  $\alpha$ ，能发出无功，或吸收无功，两者都能平滑地实现无功的自动控制。并联电容器的最大优点是单位投资成本低，便于分散安装，能最大限度地降低网损。同步调相机和静止补偿器建设成本高，但除调相作用外，能提高系统的运行稳定性。静止补偿器对冲击负荷引起的电压波动还有很好的抑制作用。

**电压和无功功率的控制方式** 根据电力系统的结构、规模和自动化水平，控制方式大体上可分成个别自动控制、地区自动控制和集中自动控制三种类型。

**个别自动控制** 通过发电厂自动调压装置 (AVR)、变电所无功补偿设备的自动调整及有载调压变压器 (LRT) 的自动调压等方式进行调节，主要希望各地各自维持其给定的电压值。这是过去常用的控制方式，目前尚有采用。为了达到系统内各变电所 (用户) 的母线电压为预定要求的合适电压，各地的给定电压是通过无功潮流进行估算的。而在实际运行中，由于系统结构和负荷的变化，往往形成与估算结果不尽相同的系统状态而难以进行合适的控制，故这种控制方式在适应性方面尚存在缺陷。

**地区自动控制** 又称地区分散控制，是由各地区中心发电厂或变电所通过调压手段，自动维持电压中

枢点电压偏移不超过给定范围的控制方式。图1为在

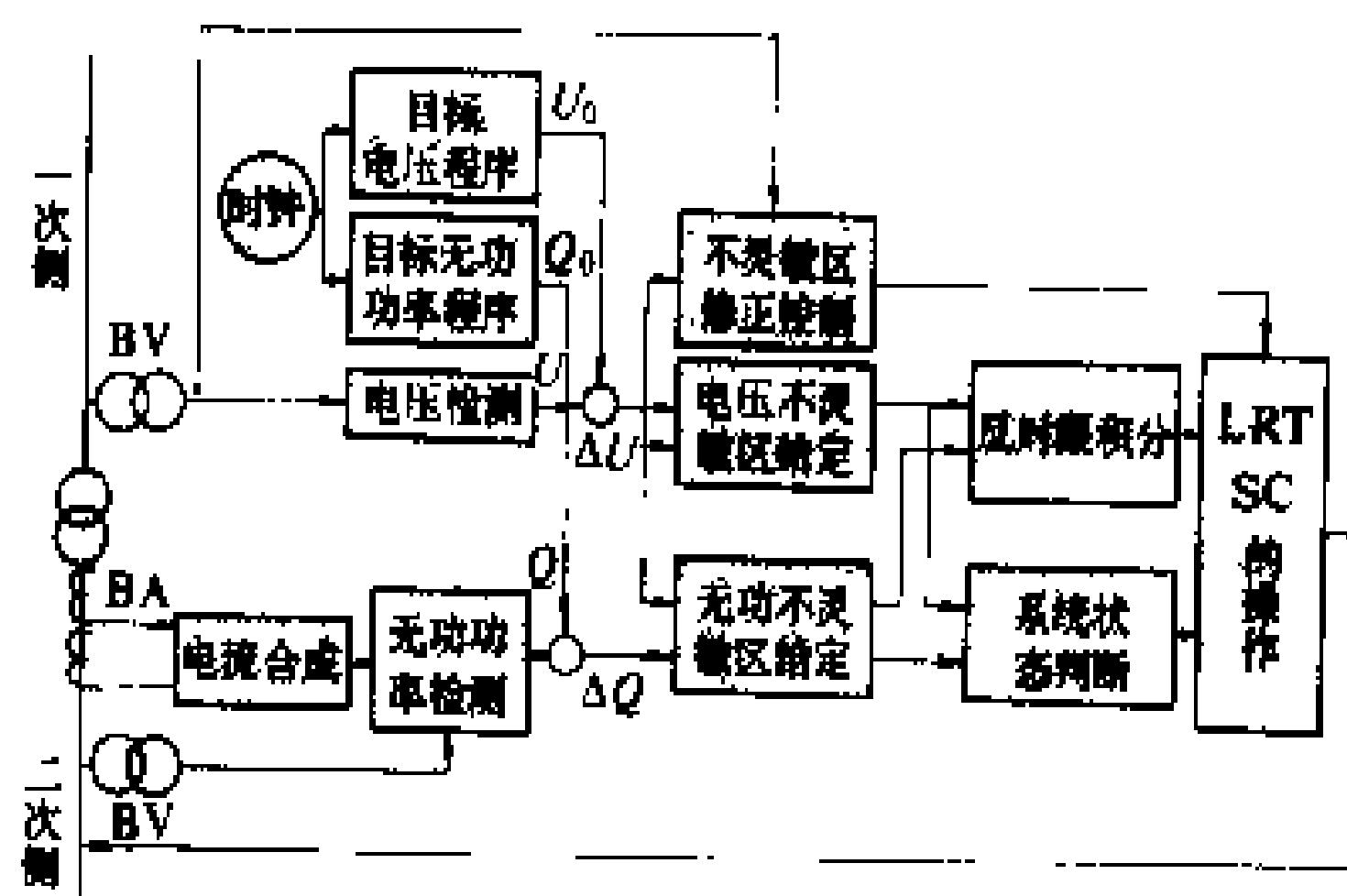


图1 变电所无功与电压自动控制装置图例

变电所内进行这种控制的例子。首先检测出通过变压器的无功功率及母线电压，将它们各自按时间次序与程序中给定的基准值相对比，在模拟演算部分进行偏差的检测和积分，然后由逻辑电路进行判断，对并联电容器（SC）或调相机、有载调压变压器（LRT）等调压设备发出操作指令。也

就是，根据图2中所示的控制特性，视电压和无功功率在哪一方超出如图3中所示的不灵敏区而选择应该操作的设备。这种控制方式可使地区电力系统的电压和无功潮流都在给定范围内变动，从而保证了运行的技术经济指标。它

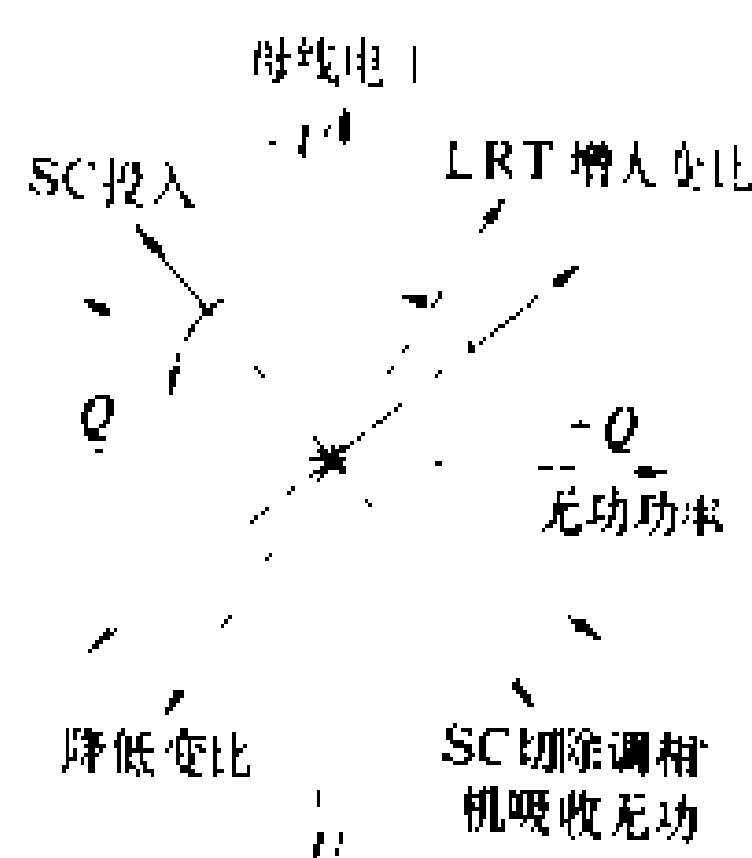


图2 电压和无功的控制特性

适用于放射状网络，并与其他地区联系不紧密的电力系统。

**集中自动控制** 集中控制涉及的区域较广，是大

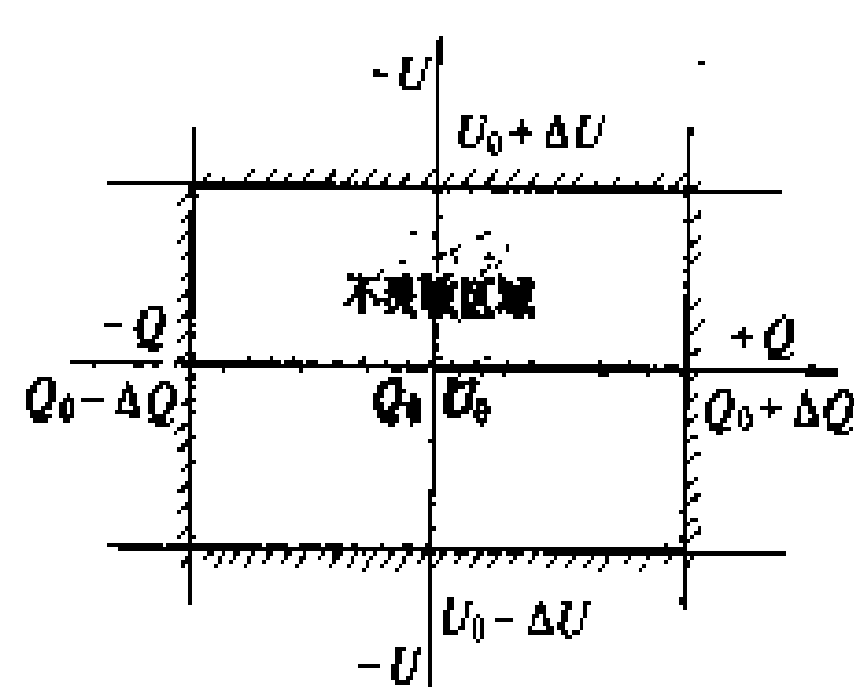


图3 电压和无功控制的不灵敏区域

电力系统采用的控制方式，其中也包括地区电力网的分散控制。它是由计算机集中控制系统中各中枢点的电压和主干线的无功潮流。集中自动

控制的示意图如图4所示。在控制中心，对

各被控制点的电压、线路输送的有功、无功功率以及各控制设备的运行状态进行遥测，并每隔一定时间，例如几分钟，将这些数据输入计算机。如发现某控制点的电压或无功功率超过了允许范围，计算机能自动求出为使电压或无功潮流纳入允许范围并使电力网有功损耗达到最小时各调节设备必要的调节量，实现相应设备

的自动调节，并将调整后的运行状态送回控制中心。

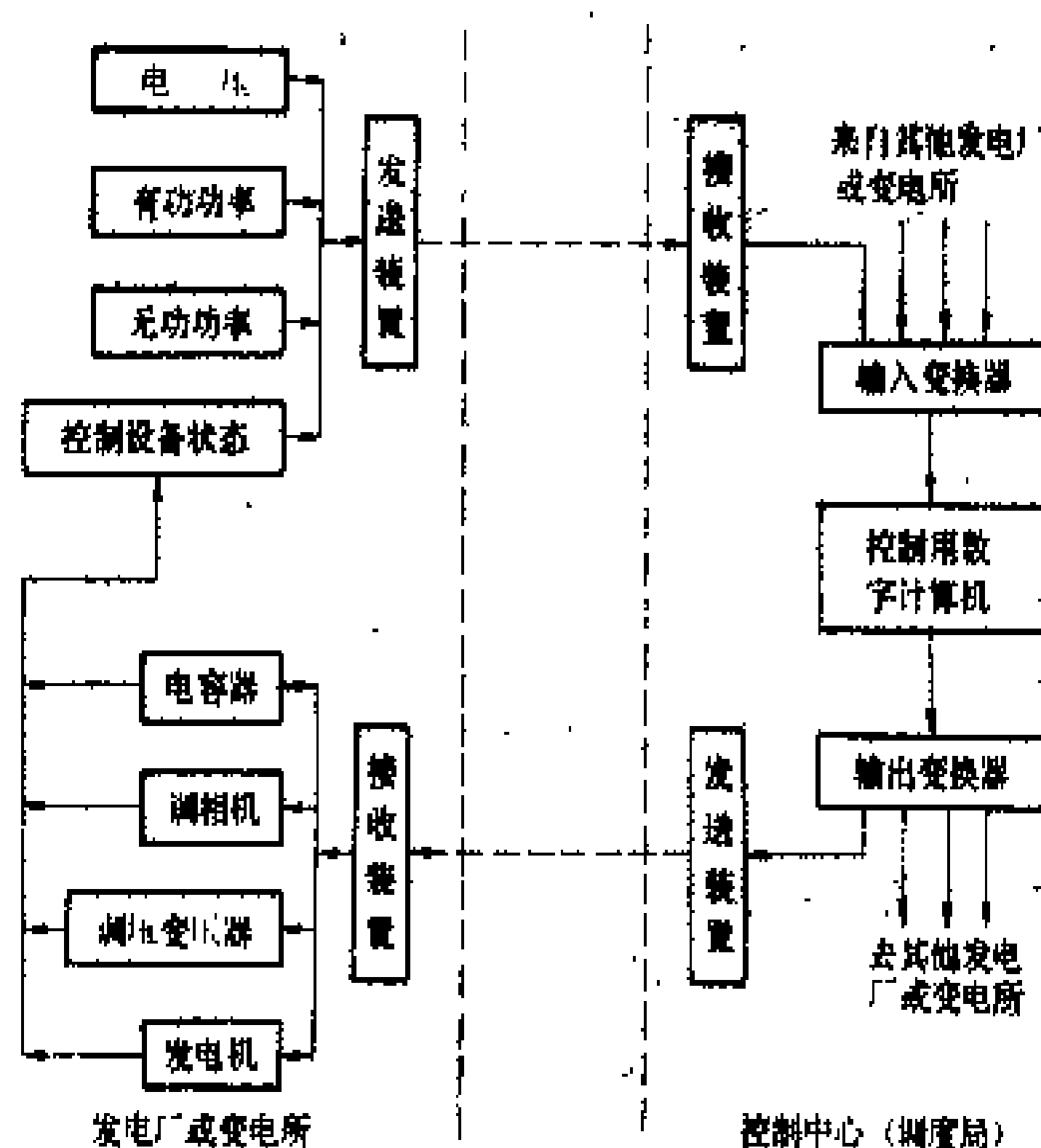


图4 集中自动控制示意图

**无功与电压最优控制** 在保证电力系统电压要求和设备安全的前提下，综合利用无功和电压的控制手段来改善无功潮流和电压，使系统有功网损达到最小的控制方式。这种方式在一些技术先进国家已开始实现计算机在线控制。

无功与电压最优控制的方法很多，早期都采用经典的网损等微增率法，但由于安全约束和变压器分接头的调整不易考虑，近年来趋向于用数学规划法，如线性规划、网络规划和非线性规划等。1981年提出了基于灵敏度分析的无功综合优化的线性规划方法以来，已进行了不少研究和改进，使之成为一种较多采用的方法。

**灵敏度分析** 利用灵敏度关系式来确定某些参数量变化对系统状态产生影响的程度的一种方法。灵敏度是指以状态量 $x$ 表征的系统运行状况对控制向量 $u$ 的变化敏感到何种程度，因此也称敏感度。

在电力系统稳态运行中，潮流方程式的一般形式为 $F(x, u) = 0$ ，对上式在 $(x_0, u_0)$ 点进行线性化，化简后可得

$$\Delta x = s \Delta u \quad (1)$$

式中 $s = -\left(\frac{\partial F}{\partial x}\right)^{-1} \left(\frac{\partial F}{\partial u}\right)$ 称为灵敏度矩阵。其元素根据潮流计算结果利用因子表法求得。式(1)为灵敏度方程的基本形式。

**无功与电压最优控制的数学模型** 在无功与电压最优控制中，通常取发电机的电压 $U_G$ 、负荷点的无功补偿容量 $Q_C$ 和调压变压器的变比 $T$ 作为控制变量向量，而把发电机的无功出力 $Q_G$ 、负荷点的电压 $U_D$ 和某



些支路的无功潮流  $q$ ，作为状态变量向量。无功优化的目的不同，则目标函数不同。如以网损最小为优化目标，则在控制变量中要找出一组最佳调整值，使系统网损达到最小，并满足函数约束和变量约束的条件。

根据上述要求，利用灵敏度分析，将目标函数和约束条件式线性化，则得无功与电压优化的数学模型如下。

目标函数为

$$\min \Delta P_L = \left[ \left( \frac{\partial P_L}{\partial U_G} \right)^T, \left( \frac{\partial P_L}{\partial Q_C} \right)^T, \left( \frac{\partial P_L}{\partial T} \right)^T \right] \begin{bmatrix} \Delta U_G \\ \Delta Q_C \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (2)$$

函数约束(状态变量约束)为

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{G \min} \\ \Delta U_{D \min} \\ \Delta q_{s \min} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_G}{\partial U_G} & \frac{\partial Q_G}{\partial Q_C} & \frac{\partial Q_G}{\partial T} \\ \frac{\partial U_D}{\partial U_G} & \frac{\partial U_D}{\partial Q_C} & \frac{\partial U_D}{\partial T} \\ \frac{\partial q_s}{\partial U_G} & \frac{\partial q_s}{\partial Q_C} & \frac{\partial q_s}{\partial T} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_G \\ \Delta Q_C \\ \Delta T \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \Delta Q_{G \max} \\ \Delta U_{D \max} \\ \Delta q_{s \max} \end{bmatrix} \quad (3)$$

变量约束为

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{G \min} &\leq \Delta U_G \leq \Delta U_{G \max} \\ \Delta Q_{C \min} &\leq \Delta Q_C \leq \Delta Q_{C \max} \\ \Delta T_{\min} &\leq \Delta T \leq \Delta T_{\max} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

式中  $\Delta P_L$  为有功网损增量； $\Delta U_G$ 、 $\Delta Q_C$ 、 $\Delta T$  为发电机电压、无功补偿容量和变压器变比的增量； $\frac{\partial P_L}{\partial U_G}$ 、 $\frac{\partial P_L}{\partial Q_C}$ 、 $\frac{\partial P_L}{\partial T}$  为有功网损对发电机电压、无功补偿容量、变压器变比的灵敏度矩阵。下标 min 和 max 分别表示有关各量的下限和上限，余类推。

由式(2)~式(4)，无功最优控制的数学模型为线性规划的标准形式。可利用单纯型法求出  $\Delta U_G$ 、 $\Delta Q_C$ 、 $\Delta T$ ，对控制变量进行修正，再进行潮流计算。经过迭代，即可求出最优调节量，对各控制对象发出指示。

**参考书目**

浙江大学主编. 电力系统自动化. 北京: 电力工业出版社, 1980

王祖佑主编. 电力系统稳态运行计算分析. 北京: 水利电力出版社, 1987

陈珩. 电力系统稳定分析. 北京: 水利电力出版社, 1985

(杨毅刚)

wuxiandian tongxin

**无线电通信** (radio communication) 利用无线电波在空间传送信息的通信方式。在电力系统中常用的方式包括：微波中继通信，超短波通信，移动通信，散射通信，卫星通信等。

无线电通信不需要架设线路，建设维修容易，因此灵活性大，机动性好。它是航空、航海、宇宙航行中的主要通信方式。在需有机动性的通信(如军事通信、检修通信、勘测通信等)中，占有重要地位。

无线电通信在某种程度上克服了有线通信的缺点。它不受线路限制，同时节省了线路投资。在电力系统还有避免强电磁危险影响的好处。其缺点是保密性不如有线通信好，且易受各种电磁波干扰源的干扰。

(张玉功)

wuxiandian tongxin pinduan

**无线电通信频段** (frequency range of radio communication) 无线电通信中频率(或波长)的分段规定。根据国际无线电咨询委员会(International Radio Consultative Committee, CCIR)第 431 号建议(国际电报电话咨询委员会, CCITT 的建议 B.1 与此相似)，该分段及其命名如表 1 所示。

表 1 无线电通信的频段(波段)

段号	频段符号	频率范围 (含上限, 不含下限)	相应米制分段	米制波段符号
3		300~3000 Hz	百千米波	B. hkm
4	VLF	3~30 kHz	十千米波	B. Mam
5	LF	30~300 kHz	千米波	B. km
6	MF	300~3000 kHz	百米波	B. hm
7	HF	3~30 MHz	十米波	B. dam
8	VHF	30~300 MHz	米波	B. m
9	UHF	300~3000 MHz	分米波	B. dm
10	SHF	3~30 GHz	厘米波	B. cm
11	EHF	30~300 GHz	毫米波	B. mm
12		300~3000 GHz	亚毫米波	B. dmm

① 段号  $N$  代表由  $0.3 \times 10^N \sim 3 \times 10^N$  的一段频谱。

表 1 所示命名法并可扩展至国际无线科学联盟(Union of Radio Science International, URSI)所建议的频段范围如表 2 所示。

表 2 URSI 的频段划分

段号	频段符号	频率范围 (含上限, 不含下限)	相应米制分段	米制波段符号
~1		0.03~0.3 Hz	千兆米波	B. Gm
0		0.3~3 Hz	百兆米波	B. hMm
1		3~30 Hz	十兆米波	B. daMm
2		30~300 Hz	兆米波	B. Mm

上述命名法和国际电工委员会(International Electrotechnical Commission, IEC)第 60 组的命名法完全一致。

在中国,对段号 4~12 的频段有如表 3 所示的中文名称。

在无线电技术中,频段这个词还具有另一种含义,它指无线电收发信机等设备工作频率范围的划分。根据国际上和中国的公认说法,有 150 MHz、450 MHz、800MHz、1500MHz、2GHz、4GHz、6GHz、7GHz、8 GHz 和 11 GHz 等工作频段。在不同的工作频段内频率的使用方法和带宽以及话路数、信道数、信道间隔、极化等均有相应的规定或建议。

中国制定无线电频率政策、协调无线电频率规划及使用的管理机构是全国无线电管理委员会及各省市无线电管理委员会。建立无线电通信系统及使用电台均需取得所管辖的无线电管理委员会的批准。

表 3 无线电通信频段的中文名称

段号	频段符号	频段名称	波段名称	
4	VLF	甚低频	超长波	
5	LF	低 频	长 波	
6	MF	中 频	中 波	
7	HF	高 频	短 波	
8	VHF	甚高频	超短波	
9	UHF	特高频	微波	分米波
10	SHF	超高频		厘米波
11	EHF	极高频		毫米波
12			亚毫米波	

(张玉功)



Xibei dianli xitong

**西北电力系统** (Northwest China electric power system) 见中国电力系统。

Xi'ou geguo dianli xitong hulan

**西欧各国电力系统互联** (interconnection of electric power systems in West Europe)

瑞士、法国、联邦德国、比利时、意大利、卢森堡、奥地利、荷兰、西班牙、葡萄牙、南斯拉夫及希腊等十二个欧洲国家的电力系统通过联络线路相互连接，实现电能的交换。

电力系统互联的形成和发展 在 20 世纪 20 年代后期，西欧各国间已开始电力交换，夏季把阿尔卑斯山区的水电送到其他地区，冬季该地区水电少时又输入火电，以取得错峰效益。第二次世界大战以后，欧洲能源十分短缺，而重建和恢复任务很重，必须经济地利用一次能源、提高发电效率和可靠性。为了加强合作，充分利用发输电装备，减少水电弃水损失，促进国际间电力交换，在欧洲经济合作组织 (Organization of European Economic Co-operation, OEEC) 建议下，于 1951 年 5 月 23 日，成立了欧洲发输电协调联盟 (Union for the Coordination of the Production and Transport of Electric Power, UCPTE)。当时参加联盟的国家有瑞士、法国、联邦德国、比利时、意大利、卢森堡、奥地利、荷兰等 8 个国家。1976 年后，西班牙、葡萄牙、南斯拉夫及希腊先后加入，发展到 12 个成员国。

欧洲发输电协调联盟组成的联合电力系统采用 380/220kV 作为输电线路电压，互联成为一个紧密电力系统，并与北欧 (丹麦)、东欧 (捷克斯洛伐克、匈牙利、罗马尼亚、保加利亚、阿尔巴尼亚)、英国等电

力系统互联和交换电能。1991 年欧洲发输电协调联盟各国电力系统互联及电能交换示意图参见彩图插页第 8 页 10 图。各国的 1991 年发电容量如表 1 所示，发电量如表 2 所示，各国的输入、输出电量如表 3 所示，其中不包括民主德国的数据。

表 1 欧洲发输电协调联盟各国 1991 年发电容量

国 名	火 电 (MW)	核 电 (MW)	水 电 (MW)	合 计 (MW)
比 利 时	7237	5500	1405	14142
联邦德国	59965	22300	6327	88592
法 国	21400	56700	24300	102400
意 大 利	38953		19053	58006
卢 森 堡	184		1128	1312
荷 兰	14362	505		14867
奥 地 利	4745		10390	15135
瑞 士	800	2950	11720	15470
西 班 牙	18677	7351	16268	42296
葡 萄 牙	3555		3069	6624
南斯拉夫	10552	632	8364	19548
希 腊	5518		2511	8029
总 计	185948	95938	104535	386421

表 2 欧洲发输电协调联盟各国 1991 年发电量

国 名	最大负荷 (GW)	发电量 (亿 kW·h)	火 电 (亿 kW·h)	核 电 (亿 kW·h)	水 电 (亿 kW·h)
比 利 时	10.5	681	265	406	10
联邦德国	61.8	3902	2372	1382	148
法 国	57.3	4263	555	3135	573
意 大 利	41.3	2104	1658		446
卢 森 堡	0.6	14	6		8
荷 兰	10.7	590	559	31	
奥 地 利	7.2	439	142		297
瑞 士	8.7	560	13	217	330
西 班 牙	22.6	1400	604	532	264
葡 萄 牙	4.6	263	174		89
南斯拉夫	11.2	747	401	80	266
希 腊	4.7	301	269		32
总 计		15264	7018	5783	2463

表 3 欧洲发输电协调联盟各国输入(或输出)电量

国 名	输 入 (亿 kW·h)	输 出 (亿 kW·h)	输入 (或输出) (亿 kW·h)
比 利 时	48.89	68.45	-19.56
联邦德国	259.25	246.60	+12.65
法 国	48.93	569.88	-520.95
意 大 利	354.37	2.90	+351.47
卢 森 堡	46.32	7.07	+39.25

续表

国 名	发电量 (10 <sup>4</sup> kWh)	装机容量 (10 <sup>4</sup> kW)	输电线路长度 (km)
荷 兰	121.62	30.57	+91.05
奥 地 利	92.06	82.95	+9.11
瑞 士	202.40	225.74	-23.34
西 班 牙	30.85	37.62	-6.77
葡 萄 牙	17.12	16.19	+0.93
南斯拉夫	22.83	54.90	-32.07
希 腊	12.95	6.14	+6.81
第三国①	188.83	97.41	+91.42
总 计	1446.42	1446.42	0

① 第三国指捷克斯洛伐克、匈牙利、罗马尼亚、保加利亚、阿尔巴尼亚、安道尔、丹麦和民主德国。

电力系统的管理和调度 欧洲发输电协调联盟没有固定的办事处,由各国轮流担任主席和秘书,两年一期,所需经费也由各国负担,因此无需另外的财政预算。联盟的管理委员会由各成员国电力公司的专业负责人组成,审议工作组的工作报告,确认后提交联盟的全体会议讨论。有互联运行,发电厂运行,统计和水电三个工作组。根据专题需要可成立临时工作小组进行研究。联盟全体会议由主席召集,每年两次,研究并通过某些提案和报告。各种会议,在各国轮流举行。

欧洲发输电协调联盟的各项建议,完全依靠对联盟的信任,由有关成员国付之实现。联盟无权介入有关商定电力供应或交换的合同。联盟也不能从事商业活动。联盟的工作主要范围是:①保证连续运行;②保证电能质量;③提高发电效益。

西欧联合电力系统的运行,由各国调度中心管理各自的电力系统,并根据合同规定的交换电力,按联络线功率、频率偏移进行控制。电力的交换由互联的双方协定,有以下几种方式。

(1) 故障情况下互相支持。当联合电力系统中某一电力系统发生功率短缺或负荷突变时,全电力系统所有参加一次调节的发电厂均在几秒钟内自动调整其备用容量以补充短缺的功率或突然增加的负荷,但借方必须尽快偿还。

(2) 短期送电协议。在不同电力系统之间可按日或按周商定送/受电量,以代替本国成本较高的发电厂发电。

(3) 中期送电协议。利用多余容量解决某电力系统暂时的和可预见的容量短缺,协议有效期为几个月到几年。

(4) 长期供电合同。作为发电厂建设的一种补充手段,有效期为5年以上。

(蔡 洋)

xianlu jidian baohu peizhi

## 线路继电保护配置 (disposition of power line protective relaying)

经过分析论证,在各级电压线路的断路器上,设计安装合乎性能要求与相互协调配合的继电保护装置。有多种不同动作原理的继电保护装置可资选用,但需要在全电网协调的基础上,进行线路继电保护的配置,以满足电力系统安全稳定运行对它们分别提出的可靠性、选择性、快速性以及灵敏性等基本性能要求。线路继电保护的配置,按给定的保护任务不同,可分为主保护与后备保护以及辅助保护;按给定保护的故障性质不同,可分为相间故障保护及接地故障保护;按被保护线路所在的电力网条件不同,可分为配电线路保护、次输电网送电线路保护和主输电网送电线路保护。

**主保护与后备保护** 具有足够灵敏度和按电力系统稳定要求规定的快速性,能反应被保护线路任一点发生的故障,并可靠地发出给断路器的跳闸命令的继电保护装置,称为该线路的主保护装置或主保护;具有足够灵敏度,能反应规定的被保护范围(可以是只包括被保护的线路,也可以是包括紧邻的线路或变压器)内任一点发生的故障,但动作时间不能完全满足电力系统稳定规定的要求,预定当主保护装置拒绝动作时能可靠地发出给断路器的跳闸命令的继电保护装置,称为该线路的后备保护装置或后备保护。

**远后备保护方式与近后备保护方式** 在较低电压的电力网中,装在电源侧断路器上的一套继电保护装置,例如方向性的或非方向性的过电流保护装置,可以既作为本线路的主保护,又可作为本线路与相邻线路(当相邻线路故障而它的继电保护装置或断路器拒绝动作)的后备保护,这种后备保护方式,叫远后备保护方式;在较复杂的电力网中,特别在220 kV及以上电压电力网的线路上,一般很难实现对相邻线路或变压器的完全后备保护作用,而采用主保护双重化,即配置两套主保护装置同时运行,并设置断路器失灵保护回路的办法,这种后备保护方式称为近后备保护方式或就地后备保护方式。

**主保护双重化及断路器失灵保护回路** 主保护双重化是指用尽可能完全独立的,例如分别接到不同的电流互感器的二次绕组和电压互感器的不同二次绕组,由不同的直流电源分别供电,动作于同一断路器的不同跳闸线圈,技术性能分别完全满足规定要求的两套或多套主保护装置对同一条线路实现继电保护,从而可基本消除主保护装置的拒绝动作,它又叫主保护的冗余化;当被保护线路故障,继电保护装置动作发出了跳闸命令,而线路断路器因故拒绝动作时,在经过可资判别的短时间内,将紧邻事故断路器的同一母线上



的其他带电源的断路器断开,以切断故障点电源的专用回路,叫断路器失灵保护回路。主保护双重化的主要目的,是考虑如果只有一套主保护装置而又拒绝动作或因故停用,只能由延时的后备保护动作跳闸时,将可能使电力系统稳定受到破坏,或者引起相邻线路的后备保护失去选择性。主保护双重化并配以断路器失灵保护回路,就构成了完整的近后备保护,在220 kV及以上电压的电力网中,都是采用近后备保护方式。主保护双重化带来的另一个好处是,可以简化后备保护的整定配合,从而改善后备保护的性。

**辅助保护** 为了消除主保护装置的某些性能缺陷(例如方向距离保护在近区故障时的电压死区,见距离保护)或者为了加强与补充主保护装置的某些性能(例如加速近区故障的切除时间)而装设的起辅助作用的简单继电器及其相应回路叫辅助保护。最为普遍采用的线路和变压器等的辅助保护是高速动作的瞬时过电流保护(见电流保护)。

**相间故障保护及接地故障保护** 依故障方式的不同,需设置不同类别的保护。

**相间故障保护** 相间短路故障的特点是故障点通过很大的故障电流,邻近故障点的故障相间母线电压大量降低,无论对于有效接地系统或非有效接地系统,情况都是这样。如果相间故障时通过线路的故障电流远大于正常运行时的最大负荷电流,就可选用方向性的或非方向性的过电流保护作相间故障保护;而在较为复杂的110 kV及以上电压的电力网中,单独利用电流大小已不再能明确区别故障与正常运行状态,而普遍采用相间距离保护作相间故障保护。相间故障的另一特点是它对电力系统的同步运行稳定性和对用户的安全供电有严重影响,因而要求在规定的短时间内快速地断开故障。特别对于220 kV及以上电压的电力网,为了满足在线路上任何一点发生相间故障都能快速地由两侧同时断开,需要采用线路纵联保护。

**接地故障保护** 对于线路发生接地故障时的继电保护,因电力网接地方式不同而有很大差异。

(1) 有效接地系统的接地故障保护。在有效接地系统中发生单相或两相接地短路故障时,故障点将通过很大的故障电流;除了因电力系统三相不对称产生的极小不平衡值而外,在线路上将通过很大而在正常运行时不存在的零序电流。通过线路始端的零序电流,随故障点的远离而迅速降低;此外,发生接地故障时,跨过故障点与大地间的阻抗,除了弧光电阻外,还可能数值很大的其他电阻(例如对树放电,在500 kV线路上,这个电阻值实际可达300  $\Omega$ )。由于以上原因,最为广泛采用的线路接地故障保护是阶段式的或反时限式的零序电流保护。它的优点是简单、快速、灵敏、可

靠。主要用于保护接地故障的线路纵联保护,也是方向性零序电流纵联保护装置。各种接线方式的接地距离保护,在有的情况下也用作接地故障保护,它们在性能上各有特点,但对于经过接地电阻的接地故障的保护能力都逊于零序电流保护,因而只能选作主保护而不能完全胜任接地故障后备保护的任务。

(2) 非有效接地系统的接地故障保护。在非有效接地系统中,如果采用中性点经高电阻接地方式,一般可以选用零序电流保护作为单相接地故障时的保护;在复杂网络中,必要时,可以选用灵敏的有功功率型接地方向继电器充当此任。对于电缆网络,一般也选用零序电流保护作为单相接地故障时的保护。唯有中性点不接地系统和消弧线圈接地系统,当线路发生单相接地时,很难利用零序电流大小来区别是被保护线路发生了接地故障,或者其他线路发生了接地故障,或者是正常时通过的不平衡电流。为此,有的研究利用故障初始过程中暂态量的方向或故障暂态量中的谐波分量来构成单相接地故障保护,但效果都不理想。对于消弧线圈接地系统,一种常用的做法是,如果自动消弧不成功,在接地故障持续一定时间,例如10 s后,在消弧线圈回路中投入一定数值的电阻,使故障线路通过10 A左右的零序电流,利用灵敏的有功功率型接地方向继电器来检出故障线路。

**不同电压等级电力网中线路继电保护的配置** 概括为配电网、次输电网、主输电网线路保护的配置。

**10~63 kV 配电网线路继电保护的配置** 10~63 kV 配电网多为单电源辐射形网络,最适于选用过电流保护方式,而最为普遍的是采用由单个继电器构成的反时限过电流保护。这种继电器的动作特点是动作时间随通入电流大小成反时限特性,故障点愈远,通入的故障电流愈小,动作时间愈长;反之,则愈短。经过正确的整定选择,不难做到当下一级电力元件有故障时,有可靠的选择性;而当被保护线路故障时,有较短的动作时间。另一种电流保护方式是由多个电流元件和时间元件组成的阶段式定时限电流保护方式,按阶段式原则整定配合,以取得选择性。如果10~63 kV 配电网接成环状网络运行,需要部分地采用方向过电流保护方式才能满足选择性要求。在配电网的线路上,大多配置了一次性或多次性的三相重合闸装置。

**次输电网送电线路继电保护的配置** 次输电网是介于电力系统主输电网与配电网间的中间级电压网络。这种输电网的结构既有辐射形也有环形。对于单电源辐射形线路,仍然采用过电流保护方式;对于环形网络的线路,则主要以阶段式距离保护作为主保护及后备保护;对于双回线,多配以专用的横联差动电流方向保护或电流平衡保护(后者只适用有电源侧)作为主保



护,并以过电流或距离保护作为后备保护。如果送电网是有效接地系统,则普遍以零序电流作线路接地故障时的主保护及后备保护。这种电力网中的输电线路,一般都配置有一次性的三相重合闸装置。

**主输电网线路继电保护的配置** 主输电网的特点是接入了大容量电厂,网络结构复杂,接线及运行方式变化大,许多线路传输大功率,为有效接地系统。在这种网络中,为保证故障后的系统暂态稳定性,对故障切除时间有严格要求。在这些线路上,基本上只能采用近后备保护方式,普遍以双重化的纵联保护作为线路的主保护,并以相间距离保护和零序电流保护或者再加上接地距离保护作为后备保护,并普遍配置断路器失灵保护回路。主保护动作时的故障全断开时间为 $2.5\sim 5.0$ 工频周波。这些线路的重合闸配置,依电力网条件与传统使用习惯而异,有的电力网普遍采用单相重合闸,有的电力网普遍采用间隔时间约 $0.5\text{ s}$ 的快速三相重合闸。自20世纪70年代初美国发生了因次同步共振引起的大容量机组大轴损坏事故后,为了考虑三相重合于故障时对机组寿命的严重危害,在大容量火电厂配出的线路上,单相重合闸方式的应用得到了更多的重视。

(王梅义)

xianlu zidong chonghezha peizhi

**线路自动重合闸配置** (disposition of power line auto-reclosing) 线路重合闸的配置,随各国电力系统情况与使用习惯而异,一般没有统一做法,例如在美国,长期习惯采用的是断电间隙 $0.5\text{ s}$ 左右的快速三相重合闸,只是到了近年,才在一些系统中少量采用单相重合闸;在西欧的超高压电力网中,单相重合闸的采用则较为普遍;在苏联,除一般重合闸方式外,还有条件地采用了非同步重合闸,即在规定的对同步电机的冲击电流范围内,允许两侧系统间实现不检查同步与否的三相重合闸,然后实现两侧系统间的再同步。

在中国的电力系统中,采用自动重合闸已有40余年的历史,除了在 $110\text{ kV}$ 及以下供电线路上一直广泛采用三相一次重合闸外,在 $220\text{ kV}$ 线路上,也曾采用过非同步重合闸和快速重合闸等方式,但从60年代初开始,在国内自行设计的单相重合闸装置投入运行并取得良好的运行效果后,单相重合闸方式在中国的 $220\text{ kV}$ 线路中迅速地得到推广采用。70年代开始建设的 $330\text{ kV}$ 电力网和80年代初开始建设的 $500\text{ kV}$ 电力网,都普遍采用了单相重合闸方式。随着对超高压电力网运行经验的日益积累,在深入研究了电力网结构、系统安全稳定要求和与线路自动重合闸方式的关

系的基础上,在中国的电力系统中,对 $220\text{ kV}$ 及以上电压电力网的自动重合闸方式,逐步统一地采用了如下的配置原则。

对于 $330\sim 500\text{ kV}$ 和联系较为松散的(例如并联送电回路数在4回以下) $220\text{ kV}$ 电压电力网线路采用单相重合闸,即发生单相接地短路故障时,由两侧断开该故障相,随之重合闸。这是考虑到,对采用单相重合闸的线路,并不特殊要求所连接的两侧电源间,还必须要有其他可靠的送电回路相联系。单相重合闸的时间选择,分为两种情况。

(1) 对于联系电厂与主系统的单回线路或联系两个互联系统的某些单回线路,如果单相重合闸的过程过长,即使恢复了全相运行,两侧电源也要失去同步,对于这种特殊情况,应该尽可能缩短单相重合闸过程,即采用最短到 $0.5\text{ s}$ 左右的快速单相重合闸。当然,也不能过短,否则故障点不能可靠消弧,同时恢复原来故障区的空气绝缘性能也需要一些时间。

(2) 其他情况,则一律按重合到持续故障的条件,以不引起系统失去稳定为准,即选用最佳重合闸时间,一般约在 $1.0\text{ s}$ 左右,依运行情况不同而略有差异。

对于并列送电回路数在4及以上联系紧密的 $220\text{ kV}$ 线路群 考虑到在本线路实现重合闸的过程中,所连接的两侧电源间还有其他可靠的并列送电回路,采用延时 $10\text{ s}$ 左右的三相重合闸;并根据对系统稳定影响的严重程度,以及在哪一侧接有大容量机组,采用在一侧先检测线路无电压先重合闸,成功后检测线路电压与母线电压同步实现后一侧的重合闸。照理,对系统稳定影响小的一侧先重合,接有大容量机组的一侧则宜后重合。在这样的电力网条件下,重合闸的主要作用是恢复电力网的完整性,还原电力网结构强度,以应付可能随之而来的第二次电力网短路故障;由于重合闸时间延时长达 $10\text{ s}$ ,即使重合到故障未消除的线路上,由第一次短路故障所引起的电力系统暂态波动已经基本平息,不致因暂态过程的叠加而对电力系统稳定产生更大的冲击,邻近的大型汽轮发电机组在第一次短路故障时诱起的轴系扭振也已基本衰减完了,即使再遇短路故障冲击,也不致引起不允许的过大机械扭矩。

(王梅义)

xianlu zonglian baohu

**线路纵联保护** (longitudinal differential protection system; pilot protection) 动作与选择性取决于被保护区各端电流的幅值比较或相位及幅值比较,由联系本线路各端间的信息通道传输规定保护信息的一种线路保护系统。



**组成** 完整的线路纵联保护包括本线路各端的保护装置、传输参与比较的各端规定保护信息的设备与通道。由于现代通信技术的发展,趋向于保护、远动与通信复用终端设备及其通道。

**特点** 在本线路的一端同时收集与比较各端的规定保护信息实现综合判断,具有明确区分本线路内部与外部故障的功能。当本线路内部故障时,能无时延地发出本线路各端的断路器跳闸指令。

**用途** 为超高压线路的主要保护装置,主要用于根据系统稳定的要求,当发生内部故障时需同时由线路各端快速切除故障的重要输电线路,也用于为简化后备保护配置及便于整定配合的情况。

线路纵联保护有多种类型且各有其适用范围,但均能以最小时延快速切除故障,使故障的波及范围与对电网的影响减少至可能最低限度,对超高压大电网的安全与稳定运行起到第一线防卫的重要作用。

**主要类型** 可以按通道传输方式与工作原理的两种方式分类。

**按通道传输方式分类** 根据线路纵联保护各端参与比较的保护信息在通道上传输方式不同可分为导引线保护与载波继电保护两种。

(1) 导引线保护。本线路各端的规定电气量不经任何方式调制,直接经由电缆传输实行相互比较的线路纵联保护。相应通道为本保护专用。

(2) 载波继电保护。本线路各端规定的保护信息采用一定的调制方式由共用的或专用的传输设备经通道传输。

**按工作原理分类** 线路纵联保护依据使用不同的保护信息及其工作原理共分为电流差动式与方向比较式两大类。

(1) 电流差动式。以同一时刻的本线路各端规定的同一电流量相互直接比较为动作判据的线路纵联保护。在这一类中,以各端规定同一电流量的工频相位为特征量进行相互比较的称为电流相位比较式纵联保护(又称电流相位差动);而另一种以本线路各端规定电流量的瞬时值参与相互比较的电流差动式纵联保护,则具有更好的保护性能,但要求采用具有较高传输速度的通道。

(2) 方向比较式。线路各端以规定的电压及电流量构成方向元件实现本端的故障方向判别并向其它各端送出相应信息,通过本端与其他各端故障方向信息的综合比较作为动作判据的线路纵联保护。方向比较式由于只传输故障方向信息,因此对通道传输速度的要求低于电流差动式纵联保护的。方向比较式纵联保护又可分欠范围式与超范围式两种:前者当本端判定故障发生在被保护线路的范围内时,向其他各端发出

直接跳闸或允许跳闸信息;后者当本端判定故障发生在被保护线路的方向时,即向其他各端发出允许跳闸信息(见方向比较式纵联保护)。

(张延龄)

xiangdianliucha tubianliang xuanxiang yuanyuan  
**相电流差突变量选相元件** (phase selection element using sudden change of phase-to-phase current) 见单相重合闸和综合重合闸。

xiaohu xianquan jiedi xitong  
**消弧线圈接地系统** (arc-suppression coil grounded system) 见非有效接地系统。

xindaoji  
**信道机** (radio system transceiver) 在无线电通信系统中,将群路基带信号转变成射频信号的发射机和从天馈线系统接收射频信号、复原为群路基带信号的接收机的组合设备。

信道机可根据用途、工作频段和通信方式等进行分类,如电视信道机、广播信道机、数字微波信道机、模拟微波信道机、卫星通信信道机等。

**工作原理及构成** 信道机中的接收机通常都采用外差原理,而发射机可采用外差式和直接调制(无中频)射频的方式。

电力系统数字微波信道机大多采用四相差动键控调相-同步相干解调方式;模拟微波信道机均采用调频方式。

信道机一般由微波分隔滤波器、放大器(包括中频放大、射频放大、低噪声放大、功率放大)、混频器、本地信号源、调制解调器、主备信道设备自动切换开关、控制电路、告警电路、公务通道插入电路和电源组成。

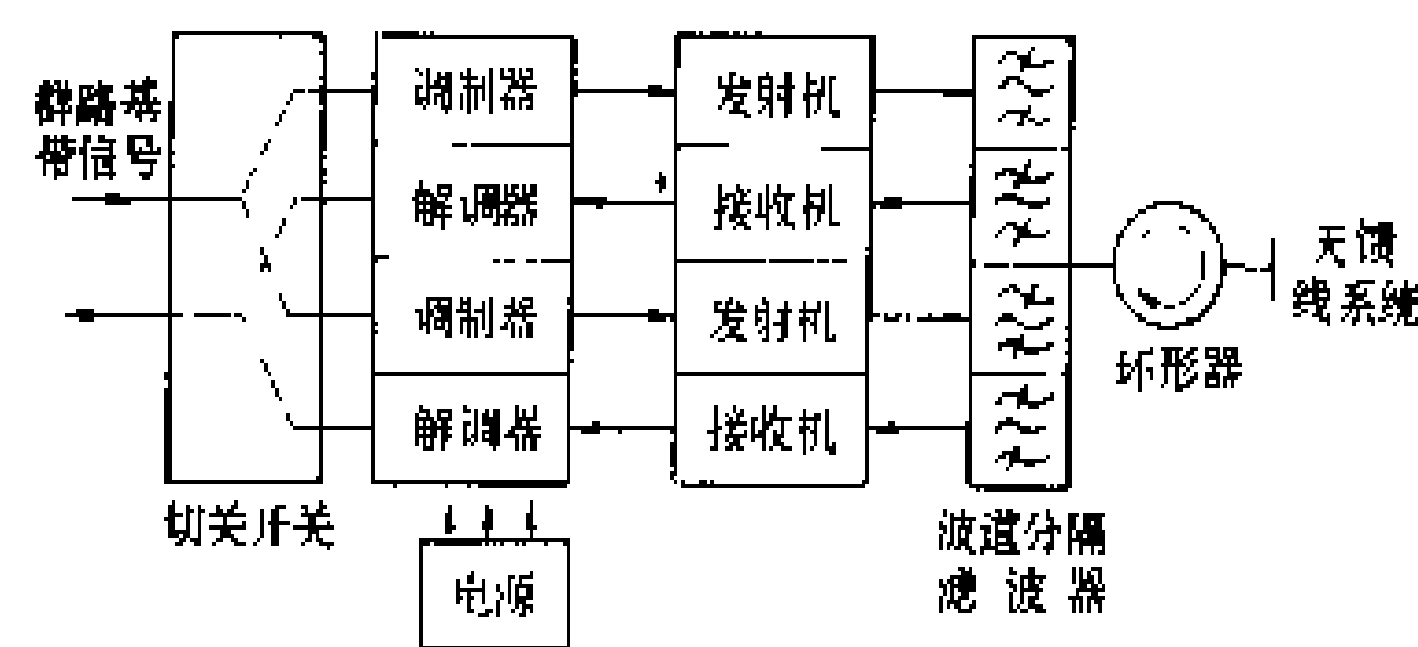
现代通信设备中,一般采用积木式结构,以便单元电路灵活搭配。例如构成不上/下话路的外差式微波中继站时,信道机架就不包括调制解调器单元。

为了提高主干电路的可靠性,电力系统数字微波信道机都采用1:1热备用方式,其中主备信道自动切换开关单元中设有旁路通道,以备该单元故障检修时不中断电路。所示图为微波终端站信道机1:1热备用系统的构成图。

**技术规范** 信道机的主要技术性能规范为:①工作频段及波道频率安排;②传输容量;③中继方式;④调制解调方式;⑤公务信道数量与插入方式;⑥信道主备用方式和自动切换方式;⑦波道分隔滤波器插入损耗;⑧发射机输出功率及偏差范围;⑨接收机噪声系



数；⑩收发信机本振频率及其稳定度；⑪自动增益范围；⑫中频频率及入口电平；⑬接收机门限电平；⑭与多路复用终端设备的接口条件；⑮供电电压及耗功率；⑯工作环境温度与湿度。



微波终端站信道机 1：1 热备用系统的构成图

(周鸿顺)

xinhao jidianqi

**信号继电器** (signal relay) 对继电器或其它电器所处状态给出明显标示或接通声、光信号电路的一种有或无继电器。它一般具有就地显示、手动复归的信号牌或灯光信号，还可以输出手动复归的触点信号和电脉冲信号，以起动发电厂、变电所中央音响回路，并向事件顺序记录仪提供动作信息。它有电磁型、晶体管型等结构形式。

信号继电器是继电保护装置和电气自动装置中的记录元件，是评价继电保护装置和电气自动装置动作的基本依据。随着电力系统自动记录设备的现代化，它的功能将逐渐为综合式的故障记录设备所取代。

(李振和)

xinzaobi

**信噪比** (signal-to-noise ratio) 通信系统接收端信号平均功率电平与噪声平均功率电平的差值，或信号平均功率与噪声平均功率之比的对数值，单位为分贝 (dB)。

通信系统中的噪声是对通信有用信号的一种干扰。它导致淹没电话信号，减小话音强弱的动态范围，降低清晰度，对数据信号则增加信号失真。进行通信电路设计时，信噪比是一项重要指标。必须保证信噪比达到一定水平，否则通信难以正常进行。

噪声的来源有：①通信设备的固有噪声，如导体、电阻的热噪声，电源噪声等；②其他电路引起的噪声，如无线电、电力线载波电路、广播线或电力线的干扰等；③雷电、磁暴、风沙等自然现象的感应噪声；④电力线绝缘子不规则放电引起的电晕噪声；⑤电力线断路器、隔离开关操作引起的脉冲噪声等。其中电晕噪声和脉冲噪声属于电力线噪声。这种噪声电平比一般通

信传输介质引入的噪声电平高得多。

对信噪比的要求，在不良天气及工作环境下，对于电话信号，按标称电平计算，信噪比最小设计值可取 25 dB；对于移频键控的数据信号，信噪比最低设计值可取 15 dB。这样，在大部分正常天气及工作环境下，实际的信噪比可以分别达到 35 dB 及 25 dB，保证了良好的传输质量。

人耳对不同频率的信号具有不同的灵敏度。对于电话通路的噪声常用带有加权网络的噪声计测量。加权网络具有与人耳及受话器相同的频率衰减特性。因此所测得的电压或电平可以近似地代表噪声对人耳的影响，称为噪声计电压 (电平)。电话通路的信噪比一般均按噪声计电压 (电平) 考虑。

(陈道元)

xingbo baohu

**行波保护** (travelling wave protection system) 利用输电线短路产生的行波的故障特征构成判据的保护。目前虽有实际应用，但出现诸多问题，尚处于探索研究阶段。

**原理** 根据叠加原理，短路后的电压和电流可以分解成正常负荷分量和故障分量。初始的故障分量等于在故障点接入一个与该点故障前电压大小相等方向相反的电动势  $u_d(t)$ ，同时将系统电源电动势短路，在系统中产生的电压和电流。由于输电线具有分布参数，在故障点突然接入  $u_d(t)$  将产生电压和电流行波分别向线路两侧传送，电压行波和电流行波的比值为线路的波阻抗。此行波到达线路的任一端点后，由于参数突变将产生反射波，同样反射波抵达故障点也将再次反射形成第二个前行波，从而在故障点和线路任一端点间形成了一连串的前行波和反射波。在每一个前行波到达线路一端时将造成该点电压和电流的一个突变，这正是故障后电压和电流中高频暂态分量的根源。当故障发生在电压过峰值附近时， $u_d(t)$  有很陡的波前，高频分量的幅值就很大，反之当故障发生在电压过零附近时，高频分量幅值很小。人们已设想了若干种利用行波所包含的信息构成判据的保护原理。

**分类** 分为行波距离保护、行波方向保护和行波差动保护。

**行波距离保护** 从故障后第一个前行波到达保护安装处起，以后每隔  $2\tau$  时间，保护安装处将感受到一个冲击波， $\tau$  为行波在保护安装处和故障点之间传输所需要的时间。由于行波的行进速度是已知的，接近光速，因此测量电压和电流波形两个相邻突变点之间的时间就可以推出故障距离，从而构成距离保护。

**行波方向保护** 假设保护安装处电流的正方向为





由母线指向线路,则当故障点在正方向时,保护安装处感受到的第一个电压行波和电流行波的极性总是相反的。如果第一个电压行波是正极性的,这决定于故障发生时刻,则电流行波一定是反极性的,因为其行进方向由线路流向母线;如果第一个电压行波是负极性的,则电流行波将是正极性的。而当故障点在反方向时,由于第一个行波来自背后,情况正好相反,电压和电流第一个行波的极性必然相同。配合通信通道,就可以在两侧同时判为正方向时使保护动作。

**行波差动保护** 在具有微波通道时,可以实现长线路的电流差动或纵联保护,即将线路一侧的电流行波值通过微波通道传送到线路另一侧,从而构成差动保护。一般利用工频量的长线路电流差动保护的一个问题是,线路分布电容将产生一个可观的不平衡电流,而行波理论本身已计及线路分布电容,从而可以构成高灵敏度差动保护。

**展望** 行波保护,特别是行波距离和行波方向保护,利用故障开始初期的行波所含的故障信息构成判据,可以比一般反映工频量的保护动作快,这是它理论上的主要优点。目前已研究出不同原理的行波保护样机,有的已在电力系统中试用。但是这一原理的实

际应用在理论上和实践上都还有一些问题需要进一步研究解决。例如,迄今行波过程的数学分析仅在假设线路无损耗时才是正确的;再则电流、电压互感器及其二次电缆以及保护装置内部的滤波器都可能造成行波过程的失真;另外,电力系统在运行中由于雷击、操作等多种原因会产生各种脉冲型干扰,对于反映工频量的保护,可以方便地应用滤波器排除,而行波保护正是利用行波冲击构成判据的,因而区别和抑制干扰将是一个重要的新课题。总之,行波保护原理有许多可取之处,但还不能下结论它是否将最后得到广泛的工业应用。其前景是作为线路的一种快速辅助保护,因为它从原理上很难保证在各种实际可能的故障条件下可靠动作。

**参考书目**

贺家李,葛耀中编著,超高压输电线故障分析与继电保护,北京:科学出版社,1987

(杨奇逊)

xuanxiang yuanyuan

**选相元件** (phase selection element) 见单相重合闸和综合重合闸。

# Y

yaobai quxian

**摇摆曲线** (swing curve) 见暂态稳定计算。

yaoce

**遥测** (telemetry) 见电力系统运动技术。

yaokong

**遥控** (telecommand) 见电力系统运动技术。

yaotiao

**遥调** (teleadjusting) 见电力系统运动技术。

yaoxin

**遥信** (telesignalling) 见电力系统运动技术。

yidong tongxin

**移动通信** (mobile communication) 移动电台和固定电台间或移动电台间进行的无线电通信。

根据工作场所,移动通信可分为陆地、海上和航空移动通信;按照工作方式,移动通信可分为单向系统(如无线传呼系统)、半双工系统、双工系统(通常是多信道共用系统)。近年来出现的一种称为无绳话机(作为电话单机延伸的一种便携式无线电话机)的系统也纳入了移动通信方式。在一些文献中,将车、船利用卫星进行通信的系统也称为移动通信系统。

移动通信的特点是:①接收电平随时间和地点会发生迅速变化;②处于运动状态时有多普勒频移产生;③由于外系统电台较多和其它原因,移动台有时受到的干扰较大;④系统能在强电磁噪声环境中工作;⑤由于传输距离和通道情况的差异较大,因此要求接收机

的动态范围较宽。

移动通信系统使用的频段为超短波频段。陆上移动通信使用的频段主要有 40 MHz、150 MHz、450 MHz 和 900 MHz。

移动通信系统由基地台和若干个移动台组成,可覆盖一个区域。根据发射功率和通道的情况,覆盖区域半径约数公里至数十公里。基地台发射功率一般较高可达数十瓦至数百瓦,使用高增益全向天线;移动台的发射功率较低(数瓦至数十瓦),使用吸盘天线或简单的鞭状天线。近年来为了使移动通信系统能覆盖更广阔的区域,发展了蜂窝状移动通信网,即将广大的区域划分成为蜂窝状的小区,每个小区设一个基地台,移动台可漫游于小区间进行通信。为了形成统一的无线电通信网,在移动通信中采用了一些独特的信号控制技术,如移动通话中的信道自动切换技术、多信道系统无线交换与控制技术、信号强拆与强插技术等。

从 1974 年开始,中国无线电管理委员会向民用开放了若干个无线电通信频段,并制定了无线电话机的各类制式和组网方式。根据 1980 年中国制定的频率划分表,频段与国际的规定相仿,但略有不同。由于移动通信方式具有机动性强、建设周期短等特点,近年来在电力系统通信中得到了迅速的发展和应用。

(张玉功)

Yingguo Chaogaoya Shudianwang Guihua Anquan Biaozhun

**英国《超高压输电网规划安全标准》** (CEGB Planning Standard of Security for the Super grid Transmission Network) 英国中央发电局(Central Electricity Generating Board, CEGB)设计和规划超高压输电网(275~400 kV 电力网)时采用的可靠性准则。这个标准是基于过去规划和建设 275 kV 电网的经验和实践而制定的,但尚未包括对供电风险度及有关经济问题的分析。

**批准单位和时间** 标准由英国中央发电局于 1976 年 5 月批准并由中央发电局规划部以规划备忘录 PLM-SP-2 号文件颁发。

**适用范围** 适用于冬季寒潮期平均最大需量超过 150 万 kW 的一次输电系统中的输电线路,不适用于系统中需量较小的部分。标准中的规定用于保证冬季高峰负荷时的供电安全要求,但不包括非高峰时情况。

应用这项标准时还应结合其他的有关标准,特别是有关系统暂态稳定的标准和电压控制的标准作为对此标准的补充。

**主要内容** 包括本标准的目的,规划的安全准则及交换功率的计算和校验。



本标准的目的 对规划和设计超高压输电网的安全准则作出统一的规定。在规定的停运条件下,超高压输电网不应发生:①不适当地限制对用户供电;②对任何发电厂在冬季高峰负荷时的出力不适当地限制。

规划的安全准则 在互联的两个系统中,若较小系统的寒潮期平均需量超过 150 万 kW,则输电网必须满足下列两点要求。

(1) 任何两个回路同时停运时,能维持的总交换功率应为计划交换功率与电力网间联络线交换功率裕度之半相加之和且不使任何回路超过其输电容量。

(2) 任何一回路停运时,能维持的总交换功率应为计划交换功率与电力网间联络线交换功率裕度之和。

交换功率的计算和检验 包括计算方法和检验条件。

(1) 计划交换功率和电力网间联络线交换功率裕度的计算方法。

(2) 检验条件。按照调整后的电力需量和发电出力计算确定每一回路的实际电力潮流,若实际电力潮流小于该回路的热容量能力则总的交换功率可以维持。

参考书目

CEGB Planning Memorandum PLM - SP - 2. Planning Standards of Security for the Supergrid Transmission Network. 1976

Electricity Council. Engineering Recommendation P2/5. Security of Supply. 1978

(吴克昌)

Yingguo Dianli Weyuanhui gongdian kekaoxing guiding

英国电力委员会供电可靠性规定 (BEC provisions of power supply reliability)

英国电力委员会供电可靠性规定包括有 4 个文件:①国家事故和停电报告制度;②国家设备缺陷报表;③供电安全导则;④供电安全导则应用方法报告。

国家事故和停电报告制度 1964 年制定。主要用于收集配电系统及设备运行中有关可靠性的资料,对运行特性,特别是故障及其对用户的影响加以分析。(见英国《配电系统国家事故和停电报告制度》)

国家设备缺陷报表 1975 年制定。1979 年又编制了指导说明。该报告制度主要用于汇集 132kV 及以下电力网设备发生缺陷的情况。所报告的设备缺陷分为:①不能满足额定要求及其他有关规定的缺陷;②内在缺陷;③危险状态;④频发性故障等 4 类。

供电安全导则 即工程技术指导文件 P2/5。1978 年制定,是 1968 年的技术导则 P2/4 的修订本,是供输配电系统在规划设计阶段中应用的可靠性导则。该导则将各种负荷区按综合需量的大小进行分类,并规定了相应的安全标准。其规定如表所示。综合需量越大,负荷区规定的安全标准越高。对任何高于或低于安全要求的情况都需要进行详细的风险度和经济性分析。(见英国《供电安全导则》)

供电安全导则应用方法报告 1979 年编写。该报告介绍了制定新的供电安全导则的目的、基本原理和

按负荷区综合需量等级要求的正常安全标准

负荷类别	综合需量	在下述情况下应满足的最小需量	
		第一条回路停运	第二条回路停运
A	1 MW 及以下	检修后应满足综合需量	零
B	>1MW ≤1.2 万 kW	(1)在 3 h 内应满足综合需量减去 1MW (2)检修后应满足综合需量	零
C	>1.2 万 kW ≤6 万 kW	(1)在 15 min 内应满足综合需量减去 1.2 万 kW 或 2/3 的综合需量中的较小者 (2)在 3h 内应满足综合需量	零
D	>6 万 kW ≤30 万 kW	(1)应立即能满足综合需量减去 2 万 kW (自动解列) (2)在 3 h 内应满足综合需量	(3)在 3 h 内对于综合需量大于 10 万 kW 的负荷区,应满足下列两项中较小者:综合需量减 10 万 kW 或 1/3 的综合需量 (4)计划停运恢复前应满足全部综合需量
E	>30 万 kW ≤150 万 kW	(1)应立即能满足综合需量	(2)应能立即向所有用户提供 2/3 综合需量的电力 (3)计划停运恢复前应满足全部综合需量
F	>150 万 kW	应符合中央发电局计划设计导则 PLM - SP2 或苏格兰电力局的安全标准 NSP366 的要求	

方法,指出供电安全导则总的目的是对用户供电比较经济地保持在一定的可靠性水平之上并以停电频率、停电持续时间及少供电量为判断供电可靠性的主要指标。应用这些指标及其他一些数据和特性曲线就可以估计其运行特性及发展趋势,作出可靠性投资费用和效益分析,为正确的投资决策提供依据。

这些文件都是英国配电系统可靠性研究和应用的成果,已广泛应用于长期规划、电力网和电源管理、系统运行、系统设计及设备改进等方面。

(陈文高)

Yingguo dianli xitong  
**英国电力系统** (electric power systems in United Kingdom)

英国在英格兰、威尔士、苏格兰和北爱尔兰的电力系统。

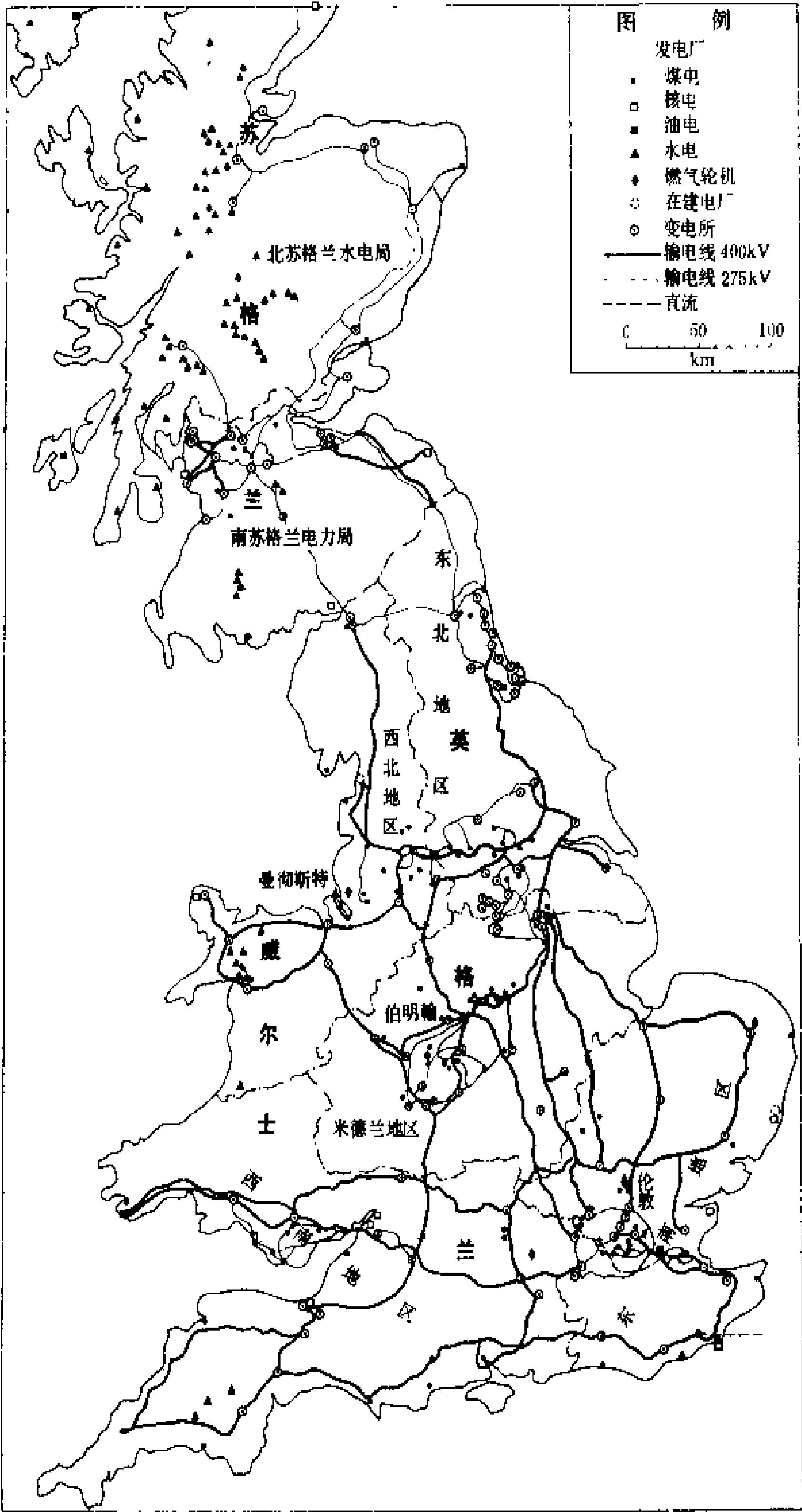
**电力系统发展历史** 20世纪20年代中期前后,英国的电力企业独立地分散于各地,相互没有联系。1926年,为了建设全国联合电力系统,设置了中央电力局(CEB),负责建设联合电力系统的主要输电线路,到1935年建成了132 kV的电力系统。

第二次世界大战后负荷激增,以伦敦为中心的东南地区增长尤为显著。1947年实现电力企业国有化,在英格兰和威尔士分12个区,在苏格兰分二个区,并于1957年建立中央发电局(CEGB),管理英格兰和威尔士的电能生产和传输。在这时期,着手规划建设275 kV的输电线路,把北部产煤区火电厂的电力向南部负荷集中的地区输送。1953年首条275kV联络线建成,至60年代初为适应负荷日益增长的需要,又进行了扩建。

1960年开始研究建立更高电压等级的输电线路,在多种方案比较的基础上决定采用400 kV电压等级。第一条400 kV联络线于1965年投入运行,至1970年已建成400 kV的高压输

电网络。图中示出1990年英国电力系统(400 kV及275 kV部分)。

英国中央发电局和法国电力公司原有一条±100 kV、160 MW海底电缆联络线,在1986年又建成±280 kV、2000 MW的海底电缆联络线。此线原设计为利用两国电力系统间尖峰负荷的不同时性,以及在急需时交换电力。但是由于法国的廉价核电有多余,所以逐渐成为法国向英国供电的线路。1982年后,原有



英国电力系统



的一条±100 kV、160 MW 的海底电缆联络线已停用。

**电力系统的现状** 英国电力系统的供电范围为英格兰、威尔士、苏格兰和北爱尔兰。成立四个管理局,即英格兰和威尔士的中央发电局,北苏格兰水电局,南苏格兰电力局和北爱尔兰电力局。其中北爱尔兰(图中未示出)的发电量仅占全国的 0.5%。1989 年英国的总发电容量为 69879 MW,其中火电为 58050 MW,占 83%;水电为 4164 MW,占 6%;核电为 7184 MW,占 10%;地热为 1 MW。1990 年的总发电量为 3179 亿 kW·h,其中火电为 2444 亿 kW·h,占 77%;水电 72 亿 kW·h,占 2.3%;核电为 663 亿 kW·h,占 21%。1988 年总用电量为 2751 亿 kW·h,其中工业 1045 亿 kW·h,占 38%;交通 33 亿 kW·h,占 1.2%;农业、商业、服务业、生活及其他为 1673 亿 kW·h,约占 61%。

英国的水电比重很小,大部分属北苏格兰水电局管理。Dinorwig 水电站是欧洲最大抽水蓄能发电厂之一,总容量为 1800 MW。在 20 世纪 80 年代,英国的核电厂有进一步发展,一些小容量的火电厂机组将停止使用,80 年代关闭总容量为 12000 MW 的 20 个火电厂。

构成英国电力系统的主要线路是 400 kV 和 275 kV 输电线。其中 275 kV 的线路现仅存在于伦敦、伯明翰、曼彻斯特等八大城市周围的输电系统中,此外,在英格兰、威尔士的中央发电局电力系统和南苏格兰电力系统中,还用 275 kV 的输电线。

1988 年英国的输配电线路总长度为 64 万 km,其中 400 kV 的 9823 km,275 kV 的 4070 km,132 kV 的 19502 km,其余为 66、33、22、11、6.6 kV 及 650 V 以下的配电线路。变电总容量为 4525071 MV·A,其中 400 kV 的为 95304 MV·A,275 kV 的为 64010 MV·A,132 kV 的为 8250 MV·A,其余为配电变压器容量。

已建成的电力系统,大体上到 2000 年仍可满足输电要求,所以现阶段尚无新的大规模输电线路的建设计划。

英国配电系统的标准电压等级是 132、33、11 kV 和 415/240 V 四级。此外,还有将要淘汰的 66、22、6.6 kV 以及 6.6 kV~650 V 和 650 V 以下的电压等级,最近采用从 132 kV 直接降压到 11 kV 向负荷密度高的地区供电的情况逐渐增多。

**电力系统的调度** 英国的中央发电局调度中心是由伦敦的国家电力系统中心调度局(NCC)和东北、西北、中部、西南、东南五个区域电力系统中心调度所(GCC)组成。从 20 世纪 60 年代初期开始,实行全国及区域两级调度制度。1964 年以后,随着 400 kV 电力网的引入,为适应系统的扩大,在区域中心调度所之下又增设了地区调度所,形成三级调度制。1969 年,由

于 132 kV 系统的大部分向供电局移交,地区供电所引入了在线计算机系统,地区调度所和区域中心调度所逐渐合并,又由三级调度制变回到两级调度制,沿用至今。

随着全国范围的短期(近 6 周)系统运行计划的制订和实施,伦敦国家电力系统中心调度局实行日系统运行计划。但是,中央发电局的系统运行计划,基本上是在各区域中心调度所实施,因而伦敦国家电力系统中心调度局的主要职能,是对各区域电力系统中心调度所实行系统运行的监督和协调。区域中心调度所负责所辖发电厂的运行(发电计划及出力指令)和 400 kV、275 kV 系统的运行管理(正常运行及事故时系统的操作指令等)。

英国从 1990 年 3 月开始实行电力工业私有化,全国的发电厂分属私营的全国电力公司(约占全国发电容量的 50%)、发电公司(约 30%)和仍由国家管理的核电厂(约 20%);各地区成立私有的地区电力公司,负责地区配电网的运行;全国范围的电力系统由全国联合输电网公司负责管理和运行。

(杨 辉)

Yingguo dianli xitong kekaoxing guanli

**英国电力系统可靠性管理** (reliability management of electric power system in the United Kingdom) 英国的电力系统以英格兰和威尔士为主,在北面与苏格兰电力系统相连,在东南以直流海底电缆与法国电力系统相连;在实行电力工业私有化以前英格兰·威尔士电力系统由英国中央发电局(Central Electricity Generating Board, CEGB)和 12 个地区电力局按电压等级分工管理,中央发电局负责管辖(包括规划、设计、建设和生产、调度、运行)大容量发电厂和 275 kV 及 400 kV 超高压输电系统,12 个地区电力局负责管辖 132 kV 及以下的供电和配电系统并直接向用户供电。中央发电局和 12 个地区电力局之上设电力委员会,主要管理 12 个地区电力局的供电工作并协调和汇总中央发电局和 12 个地区电力局的有关工作。因此在可靠性管理工作上凡属中央发电局管辖的发电和输电,在设计和运行方面的可靠性和安全准则都是由中央发电局制定的,而有关供电方面的准则由电力委员会(British Electricity Council, BEC)制定,在故障和可靠性数据统计方面也是按照以上原则分工。

英国中央发电局所属超高压系统的可靠性管理

发电规划设计的安全标准 英国发电计划的备

用容量裕度是根据概率-风险度法确定的。发电计划中所考虑的中心问题是按照规定的供电安全标准，确定为满足电力系统总需量所需要的发电设备容量。

在英国中央发电局所属系统中所有的发电厂几乎都是火力发电厂，因此安全性的根本问题是选择恰当的容量。在冬季任何时候都可能出现最大需量(半小时值)，并且经常伴随着比平均冷气候更冷的寒潮——在英国这种寒潮的影响范围和持续时间是变化很大和不定的，而且和较温暖的气候相交叉。预期需量是以平均严寒的寒潮来估算的。预期平均在两个冬季中有一个冬季的需量将超过这个估算值。根据统计分析计算得出的尖峰需量随气候变化的范围，其标准偏差为 3.9%。由于寒潮的持续时间很短，实际上需量接近峰荷的小时数是有限的。因此中央发电局用不能满足峰荷需量的风险度而不用诸如电力不足概率 (LOLP) 或电量不足概率 (LOEP) 来规定发电的安全标准。这个风险度以每 100 年发生的不足次数来表示。

在英国中央发电局超高压系统中，可以在切负荷前用降低电压和系统频率的办法减去约 7.5% 的系统需量。因此风险度包含有两个部分：即不能满足全部峰荷需量的风险度和减负荷的风险度。

最初在 1954 年规定的安全标准是在 100 年中有三个冬季在最高半小时峰荷时切负荷的风险。此后，虽然曾定期地进行重新评价，但这个标准一直保持未变。

在规划备用为 20% 时 (这个数值和规定的备用容量裕度不完全一样)，计算出的风险度如表 1。

表 1 规划备用为 20% 时，计算得出的风险度

类 别	每百年不能满足下列需量	
	全部需量	92.5% 需量
不能满足冬季峰荷次数	23	3
不能满足的日数	186	18
不能满足的半小时次数	1316	85

**输电网规划设计的安全标准** 没有采用风险度指标而是规定了一定条件的设备停运水平，在这些规定的设备停运水平下，必须满足综合需量的要求。

中央发电局现在在超高压输电网规划设计中使用的主要有 4 个安全标准：①发电厂接入系统的规划安全标准。②超高压输电网规划安全标准。③至大容量供电点的送电线路的安全标准。这个标准包括在电力委员会制定的供电安全导则以及中央发电局超高压输电网规划安全标准中。④超高压开关站主接线标准。在超高压输电网的规划设计中除了遵守此 4 个标准文件外，还必须遵守其他有关标准文件，特别是有关系统暂态稳定和电压控制的准则和安全供电的运行标准。

这些标准文件在系统设计中是必须遵守的，其目的是保证所考虑和设计的该系统部分在最大可承受的停运情况下 (在大多数情况下为失去两条输电回路) 能安全运行。

**发电厂接入系统的规划安全标准** 见英国《发电厂接入系统的规划安全标准》。

**超高压输电网规划安全标准** 中央发电局在规划设计中把超高压系统按其容量大小分为三组，其容量以预测峰荷需量表示，组的大小和供电给该组的变压器的标准容量有一定关系。组的容量愈大供电的安全标准愈高。第一组的容量为 80~300 MW，第二组为 300~1500 MW，第三组为 1500 MW 以上。

属于第三组预测峰荷需量为 1500 MW 以上的，就要按照超高压输电网规划安全标准进行规划设计。

如果将一个电力系统分成二个区域，则根据预期的平均寒潮 (average cold spell) 的需量和发电装机容量可以估算出两个区域之间的预期传送电力值。

网络的设计标准为，任何一回路停运时仍可传送计划传送容量和互联允许容量相加的总容量，而当任何两条回路停运时仍可以传送计划传送容量和互联允许容量的二分之一。两个区域间输送电力的能力受冬季额定发热容量的限制，并考虑到在运行情况下在回路间的电力分布情况。

**至大容量供电点的送电线路的安全标准** 《超高压输电网规划安全标准》中规定的第一组 80~300 MW 和第二组的 300~1500 MW 供电安全标准属于这个范畴。对于大容量供电点的安全标准，包括在英国电力委员会 (British Electricity Council, BEC) 的工程技术指导文件 P2/5《供电安全导则》中，并且也适用于大部分配电系统。其中和中央发电局超高压电网有关的归纳于表 2。输电能力仅根据额定发热容量考虑，一般采用冬季额定容量，但如峰荷需量不发生在冬季而在其他季节时则采用正常额定容量。

**超高压开关站主接线标准** 规定了开关站布置，包括对采用直列母线、环形母线和网状母线的条件和应用范围的规定以及推荐性意见。这项标准旨在保证开关站能提供运行上的灵活性以及安全性。

**系统调度及运行的可靠性管理** 关于系统运行的安全问题，中央发电局制定了供电安全的运行标准并在调度和运行工作中按照这个标准的要求进行工作。此外，英国中央发电局国家调度中心对运行中的超高压系统进行实时安全监测和计算分析，以保证超高压系统在运行中的任何时刻都能保持运行安全标准的要求。这项工作分为离线预测计算和在线监测计算两方面。

(1) 离线预测计算。由于中央发电局超高压输电

系统的复杂性和紧密联结的特点,对于系统上所有能承受的故障后果,在短期运行计划(指 24~48 h 前)中都要进行准确的定量计算分析。

每日还要对正常和某些回路停运情况下的潮流和短路故障进行扼要的分析和计算。

每天进行的输电网安全评价计算的内容如下:①首先按计划中的网络接线进行电力潮流的分布计算。

表 2 至大容量供电点的送电线路的安全标准

最大综合需量 (MW)	最少回路数	在发生下列停运后需满足的最大综合需量的百分数(%)		恢复全部综合需量的目标时间
		第一条回路停运	第二条回路停运	
80~300	2	100	0	全部需量——回路的检修时间 1/3 需量——2 h 内一回路的检修时间
大于 300	3	100	75	

②依次考虑分析所有重要的单回线和双回线停运的情况,并对每一停运情况进行整个负荷潮流分布的计算。计算机计算的结果中如发现有可能的危险过负荷时,则将结果打印出来。③超高压输电网母线短路电流水平的计算。

计算机计算并打印出所有超高压母线的三相短路故障电流值,凡短路容量超过开关设备铭牌值时即将计算结果打印出来。还要计算连接至故障母线的每一回路送入的短路电流,以得出任一回路中断路器承受的实际短路容量。

20 世纪 80 年代电力系统潮流安全评价计算的范围还包括对一次和二次输电网进行整体的综合评价,这项工作通过适当的设施由国家调度中心和地区调度中心联合进行。

(2) 在线监测计算。在线网络安全监测和计算机系统根据遥测输入的信息和数据对 400/275 kV 超高压系统的运行安全性进行连续的检查。在计算程序中模拟线路(一回或两回)、发电机或母线段故障跳闸情况并进行计算以判断由于这些回路的跳闸是否会引起其他回路的过负荷以及过负荷程度。如果发现了不安全情况,在线计算机系统将在国家控制中心调度室中发出光警报信号,调度员发现警报信号后,即可借控制台上的屏幕显示出过负荷的情况和原因,正常时每 7 min 进行一次电力潮流的安全性计算,但也可由国家控制中心的调度值班工程师起动计算程序并同时进行短路故障电流水平的在线计算和评价。

在每次安全计算前都要进行数据正确性的核对(状态估计)。在进行具体的停运状况计算前先按遥测所得的电力网接线进行电力潮流的计算,将计算的每

回路的潮流值与遥测的潮流值相比,并显示出两者的差值,由此估计整个安全性计算的可靠程度。

**事故统计和可靠性指标** 包括:①概况;②超高压输电系统事故、故障原始资料的来源和管理工作分工;③年度报告;④事故及故障统计分析和可靠性指标中名词的含义及其计算方法。

**概况** 英国中央发电局的事故统计报告制度是从 1930 年开始建立的,事件和故障报告报送的程序由中央发电局运行部发布的工程备忘录规定。统计报告制度是按设备考虑的,但也记录负荷损失的情况。事故报告是按统一规定的格式(OR-9A 表格)登录每次事件的情况。所有设备、每种设备的部件和各种故障原因都统一分别编码。因此在表 OR-9A 中填写的基本上全部为字母和数码。这样事故报告的卡片可以直接输入计算机进行

处理和计算分析。同时还可为使用者提供多种析取程序。

在最初阶段各电力部门各自积累了相当数量的设备故障和用户停电数据,但对收集和析取数据没有严格的统一规定和制度,因此统计分析方法和含义不统一,由同样的统计数据得出不同的结论。为此英国中央发电局统一制定了对事故和故障的报告格式、制度、年度报告的内容、统计分析与计算方法和各部门之间的分工。

超高压输电系统事故、故障原始资料的来源和管理工作分工 原始数据的来源是分别由表 3 所列部门收集和提供的,其中,前二者提供事故和故障统计的数据资料,而第三者提供设备的详细情况。

表 3 原始资料的来源和管理工作分工

资料名称	数据来源	负责部门
中央发电局事故、故障报告	地区超高压网控制中心(按 OR-9A 表格)	中央发电局运行部
电力系统继电保护运行统计分析报告	发电分局输电处	设计部的输电开发和建设处
国家数据目录	中央发电局总部和发电分局;试验报告、合同、发展计划等	中央发电局总部计划部门和发电分局

**年度报告** 由中央发电局运行部每年发表,报告名称为中央发电局超高压网事故和故障统计年度报告(CEGB Supergrid Annual Fault Statistics)。表 4 示出

英国中央发电局超高压输电网故障率及修复时间(至 1980/1981 年度为止的五年平均值)。

断开时或正常电流流向回路终端的电路中断时,即发生回路停运。

表 4 英国中央发电局超高压输电网故障率及修复时间  
(至 1980/1981 年度为止的五年平均值)

主设备 名 称	运行参数	总故障 次 数 (报告的)	平 均 年故障率	平 均 停运时间 (h/每次故障)	每年故障率 停运时间 (h/a)
架空线路 275 kV 400 kV	19440 km·a	508	2.61 次/100 km	14.5	0.379/ km
	45941 km·a	612	1.33 次/100 km	13.6	0.181/ km
地下电缆 275 kV 400 kV	2208 km·a	76	3.44 次/100 km	806.8	27.77/ km
	355 km·a	10	2.28 次/100 km	1021.7	28.78/ km
变压器 275 kV 400 kV	2116 变压器台·a	115	5.43 次/100 台	607.8	33.3/台
	1201 变压器台·a	67	5.58 次/100 台	764.2	42.63/台
断路器 275 kV 400 kV	3490 台·a	191	5.47 次/100 台	115.4	6.32/台
	2577 台·a	289	11.21 次/100 台	87.2	9.78/台
继电保护 275 kV 400 kV	3490 台断路器·a	243	6.96 次/100 台断路器		1.61/台断路器
	2577 台断路器·a	191	7.41 次/100 台断路器		0.77/台断路器

年报的主要内容包括:①本年度总的事故情况;②析取设施(extraction facilities);③分类统计表格。

事故及故障统计分析和可靠性指标中名词的含义及其计算方法 主要包括:必须报告的故障事件,回路,系统,回路停运,回路强迫停运,回路强迫停运持续时间,故障主设备类别,设备停运时间,设备故障率的计算等。

(1) 必须报告的故障事件。按照中央发电局运行文件 No. 25(第七版)的规定必须报告的故障事件为:①造成或需要断路器自动跳闸或事件发生后半小时内手动拉闸的任何异常情况;②为运行操作目的需要断路器合闸或跳闸,但因开关设备部件缺陷而发生不能跳闸或合闸的事件;③任何造成超高压大容量供电点非计划停电的事件(因发电容量不足由超高压系统地区控制中心通知停电的不计)。

(2) 回路。一个回路指位于两台或多台断路器之间的供电系统的一部分,其端部连接于断路器(或熔断器),只有当端部所连断路器都跳闸才能消除系统这一部分的短路故障。因此,断路器(或熔断器)必然是两个相邻回路的边界点并且成为回路的组成部分。

(3) 系统。包括所有发电厂和所有输电设施及线路构成的整体。

(4) 回路停运。当一个回路与系统其他部分完全

静止补偿器、换流器、电流及电压互感器、继电保护、母联断路器、其他开关设备。

(8) 设备停运时间。从测定故障点,隔离故障设备,修理或更换损坏部件或用备品更换整个设备并对设备进行试验以保证将它投入运行的全部时间。

(9) 设备故障率的计算。设备故障率是设备的总故障事件次数除以记录故障的年数和同一时期内运行中的该类设备平均台数,也就是故障总次数除以该类设备的运行台年数。平均年故障率=  $\frac{\sum \text{故障次数}}{N \times \text{年数}}$ ,式中

$N$  为运行中设备的平均台数。通常用每年每百台设备的故障次数表示。对于架空线路的故障率,以每百公里回路长度每年的故障次数表示,包括由重合闸恢复供电的瞬间故障造成的停运;对地下电缆的故障率,以每百公里回路长度每年的故障次数表示;对变压器和发电机变压器组的故障率,以变压器高压绕组的电压划分电压等级,按每百台每年故障次数表示;对断路器及继电保护装置的故障率,根据运行中断路器台数表示,不包括隔离开关、母线及所有辅助设备,即以每百台运行中断路器每年故障次数表示;对其他设备(例如换流器、电抗器等),由于运行经验有限,且台数较少,故暂未包括在年度报告中。

设备平均停运时间为设备所有故障的总停运时间

(5) 回路强迫停运。由于故障事件的结果造成的回路停运。

(6) 回路强迫停运持续时间。从造成回路停运的故障事件发生开始到该回路各端的正常电流途径都恢复为止的持续时间。

(7) 故障主设备类别。在中央发电局的 OR—9A 事故报告中主设备共划分为 19 类,即:架空线路、电缆、母线、变压器、电抗器、升压器、电容器、发电机、发电机变压器组、调相机、同步电动机、感应电动机、





除以该类型设备的总故障次数,平常以每次故障的小时数表示。

平均停运时间=  $\frac{\sum \text{故障停运小时数}}{\sum \text{故障次数}}$

由于故障造成的设备平均不可用率简称为故障平均不可用率。它是设备故障率和平均修复时间的乘积,表示由于故障原因预期的该设备每年不可用小时数。

英国配电系统的可靠性管理

**配电系统可靠性管理的概况** 英国配电系统可靠性管理可划分为三个主要阶段。

(1) 第一阶段(1968 年以前)。1961 年至 1963 年期间,由于输配电系统的事故引起用户大面积停电,在 1964 年成立了一个工作组,制定出事故和停电报表的国家标准,并于 1965 年 4 月 1 日在全国开始执行。

与此同时,英国电力部门开始了广泛的可靠性研究工作,主要内容包括系统事故的频率、原因及停电持续时间的统计、分析,系统负荷特性的研究分析,停电损失、提高可靠性的费用及经济效益的研究计算等。

(2) 第二阶段(1968~1978 年)。继续对配电系统中的各种电力设备的缺陷规定统一的报表。1975 年发布了全国设备缺陷表。1978 年发布了新的英国《供电安全导则》(工程技术指导文件 P2/5)。英国的经验说明,可靠性的研究和应用是相互联系,互相促进的。

(3) 第三阶段(1978 年以后)。1980 年 11 月对于某些高压系统的典型事故如何按编码来填写事故报表作了规定,发布了相应的指导文件。

**可靠性的主要文件** 有 4 个主要文件:国家事故和停电报表(见英国《配电系统国家事故和停电报告制度》);设备缺陷报表;供电安全导则(见英国《供电安全导则》)及供电安全导则应用方法报告。

参考书目

The Electricity Council Report on the Application of Engineering Recommendation P2/5. ACE Report No. 51,1979  
The Electricity Council. Engineering Recommendation G28/1. National Equipment Defect Reporting Scheme. 1975

(吴克昌)

Yingguo Fadianchang Jieru Xitong de Guihua Anquan Biaozhun

**英国《发电厂接入系统的规划安全标准》**  
(CEGB *Planning Standard of Security for the Connection of Generating Station to the System*) 英国中央发电局(Central Electricity

Generating Board,CEGB)对发电厂之间联络线和发电厂与系统之间送出线进行规划和设计的可靠性准则。标准中规定了发电厂之间和发电厂与系统之间送出线的规划和设计安全标准。

**批准单位和时间** 标准由英国中央发电局于 1975 年 9 月批准,由英国中央发电局计划部以计划备忘录 PLM-SP-1 文件发布。

**适用范围** 接入 400 kV 及 275 kV 和 132 kV 电压等级电力网的各种容量的发电厂送出线的设计。

**主要内容** 包括设计发电厂送出线的安全准则,发电厂出线设计标准,年负荷率和送出线额定容量,发电厂的母线接线方案以及发电机稳定的要求和电压标准等。

**设计发电厂送出线的安全准则** 在系统规划时应保证系统在瞬时失去两台最大机组(本标准中定为 660 MW 机组)仍能正常地运行。因此在规划发电厂的送出线时,要确保在输电线路计划停运和事故停运时必须满足:①一座最大出力不超过系统中两台最大机组出力的发电厂,当其一条送出线发生永久性停运后仍能送出其最大出力;②任何单一故障都不应使系统瞬时失去的发电容量大于本系统中一台最大机组、锅炉或核反应堆的输出容量;③任何母线段或母联断路器的故障,同杆双回架空线或两条回路同时发生故障都不应使系统瞬时失去的发电容量大于本系统两台最大发电机组、锅炉或核反应堆的输出容量;④在正常运行和规定的停运情况下,系统的频率和电压应保持在规定的限度内和设备设计的限度内。此时发电机组都应保持稳定运行。

**发电厂出线设计标准** 发电厂接入系统的送出线的设计安全标准如表 1 所示。

表 1 发电厂送出线的设计安全标准

发电厂最大出力(MW)	最少送出线路数	可能承受的最大停电损失 <sup>①</sup>
1320 及以下	2	任何一回路
1320 以上	3	任何二回路

① 在可能承受的最大停运情况下,必须能将发电厂的最大出力全部送出。

**年负荷率和送出线额定容量** 线路输送电力的能力主要根据线路导线的额定热容量而定,但还必须考虑稳定问题。对于不同负荷率的发电厂,规定了考虑其送出线额定热容量时的气候条件,如表 2 所示。

**发电厂的母线接线方案** 对接至不同电压电力网和不同负荷率的电厂送出线接入电力网的接线方式及母线断路器的布置方案提出了相应的推荐方案和规定。

表 2 年负荷率与送出线额定容量的气候条件

高(65%以上)	正常气候条件
中(20%~65%)	冬季三个月的气候条件
低(20%及以下)	冬季三个月的气候条件
调频电厂(燃气轮机和抽水蓄能电厂)	正常气候条件

注:适用于架空线。

发电机稳定的要求和电压标准 如果在正常输电或规定的输电停运时,发电机将不能稳定运行或者电压(或其变化)超出规定限度,则可能需要对回路和断路器布置进行调整。发电机的稳定性和电压控制的设计准则见 CEGB 规划备忘录 PLM-ST-4、CEGB 系统暂态稳定准则和 CEGB 设计备忘录 TDM13/9、系统电压控制和无功补偿规划标准。

参考书目

CEGB Design Memorandum 099/32 (TDM13/9).  
Criteria for System Voltage Control and Reactive Compensation Studies. 1976  
CEGB Planning Memorandum PLM-SP-1.  
Planning Standard of Security for the Connection of Generating Station to the System. 1975

(吴克昌)

Yingguo Gongdian Anquan Daoze

英国《供电安全导则》(BEC Engineering Recommendation P2/5, Security of Supply)

英国电力委员会制定的有关供电可靠性的技术导则。它实质上是英国的供电可靠性准则。导则是根据对英国供电事故的统计分析结果进行了风险度分析并考虑了事故风险与加强系统所需费用之间的关系。内容包括对停电损失的影响而提出的供电安全水平的分级和电力网为满足各级电力需量的能力的要求。导则是英国电力系统规划工作的指南。

批准单位和时间 P2/5 号《供电安全导则》是英国电力委员会 1968 年颁发的 P2/4 号《供电安全导则》的修订本,于 1978 年 10 月颁发实行。

主要内容 包括供电安全水平的分级,发电厂对安全供电作用的规定及附录部分等。

供电安全水平的分级 按综合需量的大小,将供电安全水平分为 6 级,同时规定了电力网应保证的供电能力(见表)。

A~E 级负荷,按第一及第二回路停运分别规定了电力网应满足的最小需量,F 级负荷则须符合英国中央发电局《超高压输电网规划安全标准》或苏格兰电

力局安全标准的要求。

供电安全等级

A	1000 及以下	D	>60000≤30 万
B	>1000≤12000	E	>30 万≤150 万
C	>12000≤60000	F	>150 万

发电厂对安全供电作用的规定 规定了负荷区域内的不同类型发电厂在安全供电方面的预期作用。按发电厂功能分为:①带基本负荷的汽轮发电机组电厂;②燃气轮机组电厂;③其他汽轮发电机组电厂,包括带日腰荷的机组或带日腰荷及峰荷的机组;④仅带峰荷的发电机组电厂。此外还规定了在第一回路停运及第二回路停运后各类发电厂的出力值(发电厂向电力网提供的有效出力)。

附录部分 阐明了发电厂对安全供电的作用,发电厂和输电线路的等效方法,发电厂分类的说明,燃气轮机组的作用和带日腰荷和峰荷发电厂的作用。

参考书目

The Electricity Council. Engineering Recommendation P2/5. Security of Supply. 1978

(吴克昌)

Yingguo Peidian Xitong Guojia Shigu he Tingdian Baogao Zhidu

英国《配电系统国家事故和停电报告制度》

(BEC National Fault and Interruption Reporting Scheme) 英国电力委员会为了提高向用户供电的标准以及获取全国一致的配电系统故障资料而制定。包括:①收集、鉴别和交流配电系统和设备运行的可靠性资料;②提供研究分析配电系统运行特性,特别是故障的资料;③提供研究分析配电系统运行、调度、检修和维护工作效能及编制计划和管理方式的数据和资料;④校验现行系统设计参数,特别是与供电安全有关参数的正确性;⑤指出需要研究和试验的问题及发展的必要性;⑥向用户提供统一完善、数据明确的供电标准,责成有关部门制定报告制度。

批准单位和时间 英国电力委员会于 1964 年制定,1979 年修订并颁发。

基本内容 英国以 132 kV 及其以下电压运行的系统为配电系统。且按标称电压分为:132 kV 系统;22 kV 及以上,132 kV 以下的高压系统;22 kV 以下,大于 1 kV 以上的高压系统;1 kV 及其以下的低压系统等 4 个电压等级。报表分为:高压系统异常事件;132 kV 及主要供电点故障事件;低压系统异常事件;预安排停电事件等 4 类。每类报表都对应该报告的事件和

不应该报告的事件,填表方法,编码及提交报告的方法等作了具体规定。报告的内容包括:①报告参考号(电业局和分区代码);②事件发生时间;③接到通知时间;④电压;⑤排除故障方法;⑥直接原因和促成原因;⑦架空线路接近度标记(识别雷击架空线促成电缆及地面装置故障的原因代码);⑧辅助报告参考号;⑨受影响主设备、元件及制造厂;⑩损坏元件、制造厂家和参考号;⑪恢复供电方式等。报告方法强调迅速和准确。当应报告的事件发生后,应尽快填好事件报表 FSA/4 一式两份,送交电力委员会故障报告中心。为保证准确性,应使用修正和校正条件,尽快提交第二份报告。只要保证数据代码栏目与前一报告一致即可。

数据分析方法 有事故统计报告,事故率和事故处理报告。

(1) 事故统计报告。按各地区电力局、区、分区表明事故次数、用户缺电小时数及停电次数,各种事故持续时间等运行特性的发展趋势,及按电压等级、事故原

因和故障设备对数据进行分类比较,并提供恢复供电方式和发生事故时其他电源不能利用的理由。

(2) 事故率和事故处理报告。包括配电系统事故率、厂站和设备故障率、断路器和熔断器排除故障时的操作程序,及对有损坏和无损坏两类停电事故的分析比较。

表 1 中列出英国 1980/1981 年度主要事故和停电统计。表 2 中列出 1965~1981 年英国的平均供电可用率指标(ASAI)。

报表数据的实际应用 报表中的数据广泛应用于下列各方面:①各电业局共同的综合规划;②各种地区指标管理;③资源配置;④处理用户申诉或一般供电技术措施;⑤规划对网络可靠性的估算;⑥高压网络设计实用技术规程;⑦保护装置和断路器运行特性分析;⑧遥控方案鉴定;⑨设备和元件缺陷鉴别;⑩检修费用估算;⑪对造成损坏的第三者、单位和承包者教育培训;⑫严重雷电、风暴条件下的操作程序。

表 1 英国(全国)1980/1981 年度主要事故和停电统计

	对发电局		对用户停电		用户停电损失小时数	
	次数	占总数值的百分值(%)	次数	占总数值的百分值(%)	小时数	占总数值的百分值(%)
由发电管理局造成的供电事故	10	0.01	293307	1.69	105534	0.34
132 kV 系统对用户的停电事故	55	0.03	876883	5.05	540319	1.76
22 kV 及其以上,小于 132 kV 的高压系统事故	2786	1.65	1834659	10.57	1762664	5.75
1 kV 以上,22 kV 以下的高压系统事故	32672	19.35	10930732	62.96	16154473	52.74
1 kV 及其以下的低压系统事故	94710	56.09	1302543	7.50	2116431	10.17
预安排停运	38627	22.88	2124279	12.23	8953191	29.23
总计	168860	100.00	17362403	100.00	30632611	100.00

表 2 英国的平均供电可用率指标

年份	1965/1966	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1969/1970	1970/1971	1971/1972	1972/1973
ASAI	0.999813	0.999815	0.999805	0.999816	0.999830	0.999865	0.999850	0.999871
年份	1973/1974	1974/1975	1975/1976	1976/1977	1977/1978	1978/1979	1979/1980	1980/1981
ASAI	0.999768	0.999845	0.999744	0.999831	0.999796	0.999827	0.999843	0.999845

参考书目

The Electricity Council. Instructions for Reporting to The National Fault and Interruption Reporting Scheme. 1979

Watson W G. National Fault and Interruption Reporting Scheme, Distribution Developments. 1977

(陈文高)

有功功率与频率自动控制

(automatic con-

trol of active power and frequency) 通过控制发电机有功出力来跟踪电力系统的负荷变化,从而维持频率于额定值,并满足相连电力系统间交换功率的计划要求。承担调节任务的发电机组,一般是预先安排的。

有功功率与频率自动控制通常又称为自动发电控制(automatic generation control, AGC)或负荷与频率控制(load and frequency control, LFC)。它是电力系统能量管理系统和数据采集与监控系统(EMS/SCADA 系统)的一个重要组成部分。



**负荷与频率控制的任務** 迄今已有 40 多年历史的 LFC 起源于互联电力系统间的协调控制的需求。LFC 的主要任务为如下三点。

(1) 使系统的总发电出力满足总负荷要求。它主要由原动机调速器的速度控制(亦称一次调频)来实现。

(2) 使电力系统的实际频率与额定频率之间的误差趋于零,即自动频率控制(又称二次调频),由调节发电机的频率特性来实现。

(3) 在联网系统各成员间合理分配发电出力而使联络线上的交换功率满足预先商定的计划值,从而保证联网系统的运行水平及各成员的本身利益。

**负荷与频率控制主要控制方式** 目前 EMS 系统提供的主要 LFC 控制方式有:恒定频率控制、恒定联络线交换功率控制、联络线偏差控制。

**恒定频率控制** 该控制方式只考虑频率偏差的修正,即只致力于实现前述 LFC 主要任务中的第(2)项。其主要控制指标:区域控制误差(area control error, ACE)为

$$ACE \triangleq B \times \Delta f$$

式中  $B$  (bias) 为区域频率偏差系数,为系统频率变化与负荷变化之间的折算系数,不少系统采用本区域的自然频率特性值,每年修正一次;也有些系统采用可变  $B$  值,将其定义为系统负荷、频率响应特性、系统当前负荷水平及频率偏差  $\Delta f$  的函数。 $\Delta f$  为频率偏差,即系统实测频率与额定频率  $f_0$  之间的差值。

**恒定联络线交换功率控制** 该控制方式只考虑联络线交换功率偏差的修正,即只考虑前述 LFC 主要任务中的第(3)项。联络线交换功率偏差  $\Delta P_{TL}$  为联络线实测功率  $P_{TL}$  与计划交换功率  $P_{TL0}$  之间的差值,即

$$ACE \triangleq \Delta P_{TL}$$

**联络线偏差控制** 综合了对频率及联络线功率的控制,为恒定频率控制和恒定联络线交换功率控制两种控制方式的组合,即

$$ACE \triangleq \Delta P_{TL} + B \times \Delta f$$

上述三种控制方式中联络线偏差控制是常用的。在实际应用中还可考虑时间误差  $\Delta T$  的修正及偿还联络线交换电能量偏差  $\Delta E_{TL}$ ,即可将联络线偏差控制中的 ACE 扩展为

$$ACE \triangleq \Delta P_{TL} + B \times \Delta f + (P_{TL} - P_{TL0} - P_{TLoffset}) + B(f - f_0 - f_{offset})$$

式中  $P_{TLoffset}$  为考虑偿还  $\Delta E$  对联络线交换功率计划值  $P_{TL0}$  的偏置(offset),  $P_{TLoffset} = C_E \times \Delta E_{TL}$ ;  $f_{offset}$  为考虑时差  $\Delta T$  修正时对额定频率  $f_0$  的偏置,  $f_{offset} = C_T \times \Delta T$ ,其中时间偏差  $\Delta T$  为电力系统时钟与标准时钟之差,正比于系统频率偏差  $\Delta f$  的累积值,即

$$\Delta T \propto \int_0^t \Delta f dt \quad (\text{或 } \Delta T \propto \sum_i \Delta f_i)$$

时差修正系数  $C_T$  为考虑时差修正时,将时差  $\Delta T$  折算为对标准频率值的偏置所对应的系数。

联络线交换电能量偏差  $\Delta E_{TL}$  为联络线实际交换电能量与计划交换电能量之差,计算式为

$$\Delta E_{TL} = \int_0^t \Delta P_{TL} dt \quad (\text{或 } \Delta E_{TL} = \sum_i \Delta P_{TL} \Delta T)$$

联络线交换电能量偏差修正系数  $C_E$  为考虑偿还区域累积的联络线交换电能量偏差  $\Delta E_{TL}$  时,将电能量偏差  $\Delta E_{TL}$  折算为对联络线计划交换功率的偏置所对应的系数。

通常时差  $\Delta T$  及联络线交换电能量偏差  $\Delta E_{TL}$  的修正有两种方式:①手动方式,由调度员指定实施修正的起止时间及修正速率;②自动方式,由计算机软件自动按设计要求进行修正。需要注意:由于这种修正在某些情况下会与 LFC 的控制目标相冲突,从而导致系统控制性能的恶化,所以必须有条件地应用。例如当前系统中发电出力大于负荷,导致系统实际频率高于额定值  $f_0$  ( $\Delta f > 0$ ),此时 LFC 将力图调低发电量以减小频差  $\Delta f$ ;若系统时钟由于前段时间频率偏低而慢于额定时钟 ( $\Delta T < 0$ ),修正时差  $\Delta T$  则需增加发电量以提高系统频率,这就与 LFC 的调节目标相矛盾。为了保证不恶化 LFC 的控制性能,此时应禁止时差修正,直至这种修正不再与 LFC 调节要求相冲突。同样,联络线交换电能量偏差  $\Delta E$  的修正也必须在与 LFC 调节目标相一致的情况下才能允许。另外,为了避免过分频繁及不必要的修正,时差  $\Delta T$  及联络线交换电能量差值  $\Delta E$  修正均设有死区,即修正功能仅在误差值大于死区值后才能开始作用。

**负荷与频率控制算法** 包括经典控制理论——比例积分控制和现代控制理论。

**经典控制理论——比例积分(PI)控制** 当前 EMS 系统广泛采用的方法。系统的控制调节量  $\Delta P_s$  为

$$\Delta P_s \triangleq K_p \times ACE + K_I \int_0^t ACE dt$$

式中  $\Delta P_s$  为根据当前控制误差所需的发电调节量; $K_p$ 、 $K_I$  分别为比例、积分增益。

在 EMS 实际应用中,常根据 ACE 的大小将系统状态定义如下。

(1) 正常。ACE 在很小的范围内波动,跟踪系统负荷的微小变化。

(2) 协助。ACE 在较大范围内波动,说明本系统或相邻系统受到较小扰动。

(3) 紧急。ACE 在相当大的范围内波动,说明系

统中出现较大的扰动。

(4) 暂停。有三种情况：①ACE 很大，超过预定限值；②LFC 丧失调节能力（即无可调机组或可调容量）；③失去关键的遥测量，如无频率遥测值而 LFC 采用恒定频率控制或联络线偏差控制方式，无联络线功率遥测值而 LFC 采用恒定联络线交换功率控制或联络线偏差控制方式，则控制系统将停发调节命令。如上述情况能在给定限内缓解，仍可自动返回正常控制，否则将进入悬挂状态。

(5) 悬挂。当暂停状态超过一定时限后，控制系统将进入悬挂状态，其与暂停状态的唯一区别是不可能自动返回正常控制，必须由有关调度控制人员分析、处理故障后，手动重新启动。

为了获得较好的控制质量（如快速响应速度及减小超调），不少 EMS 采用动态增益，即  $K_p$ 、 $K_i$  随系统不同而取不同的数值。另外，由于 ACE 出自稳态概念，而 LFC 任务是满足动态负荷—发电平衡，所以用一稳态指标来实现动态控制是不甚合理的。当前实际应用中解决这一矛盾的方法是对 ACE 进行滤波，并加以死区控制，以滤去负荷波动中的随机变化分量，同时避免不必要的及不正确的控制作用。

现代控制理论 如线性二次调节理论、最佳跟踪、自适应控制理论等。这些算法将现代控制理论应用于 LFC，强调跟踪同调振荡，改进 LFC 暂态及稳态响应特性。它们开始于 20 世纪 70 年代，但至今很少实际用于 EMS 系统，在如下三点存在争议。

(1) 可行性与必要性。同调振荡速度很快，控制系统是否有必要或能够有效的跟踪。

(2) 实际系统中的物理约束。在实际系统中原动机的响应速度是有限的，其动态特性极大地影响着发电机组的动态特性，后者又是影响 LFC 动态响应速度的主要因素之一。

(3) 性能/价格比。与经典 PI 控制法相比，优化算法需较多量测、控制变量，且算法也较复杂，对计算机速度、内存要求较高。

**LFC 的发展** LFC 虽已是较为成熟的现代技术，但其算法仍基本为 20 世纪 50 年代的产物。为适应当今大规模、复杂电力系统的控制要求，新的研究课题有三项：①开发新一代的 AGC；②AGC 成本/收益分析；③改进 AGC 性能评价指标。

开发新一代 AGC 结合当今电力系统的新因素，如分布发电 (distributed generation)、非电力公司所属发电 (non-utility owned generation)、用电管理 (demand side management)、蓄能装置、共有机组、电力中转 (power and energy wheeling)、控制中心与被控电厂间的协调、不确定负荷等，提出新的实用控制方

法。

**AGC 成本/收益分析** 研制出一套分析工具来帮助电力公司根据成本/收益分析决定如何进行发电控制，并确定在满足控制指标的前提下优化运行费用所需配备的 AGC 系统等级：机组级、区域控制中心级或互联系统级。

**改进 AGC 性能评价指标** 重新评价当前广泛采用的 AGC 控制原则、性能指标、控制设备水平等，确定是否有需要改变或改进之处，从而建立一套 AGC 控制指标、性能评价及应用标准，作为工业界统一的既实用有指导意义的评判方法。

#### 参考书目

Kirchmayer L. K. Economy Control of Inter-connected Systems. Wiley, 1959

Fosha C E, Elgerd O J. The Megawatt-frequency Control Problem. In: A New Approach via Optimal Control Theory. PAS-89, 1970. 563~578

(朱 宁 陈信昌)

youxian tongxin xianlu

### 有线通信线路 (wire communication line)

通过传输介质实体传送电信息的线路。常用的传输介质有铜线、铁线和铝线。在信息传输过程中，信息能量沿传输介质传输。这些能量被约束在传输介质周围有限的空间内，不易扩散，保密性较好。

**有线通信线路型式** 常用的有线通信线路有架空明线、架空电缆、直埋电缆、管道电缆等。

**架空明线** 用裸露的铜、铁或铝线作为传输介质（导体），并用绝缘子、横担和支柱（电杆）把导体支持起来，架设在空中，如图 1 所示。电杆为一般木杆或钢筋混凝土杆；用瓷质绝缘子，横担用木质或角钢制造。两相邻电杆之间距离称为档距，平坦地段的档距一般约为 50 m，对一些特殊地形，如跨越

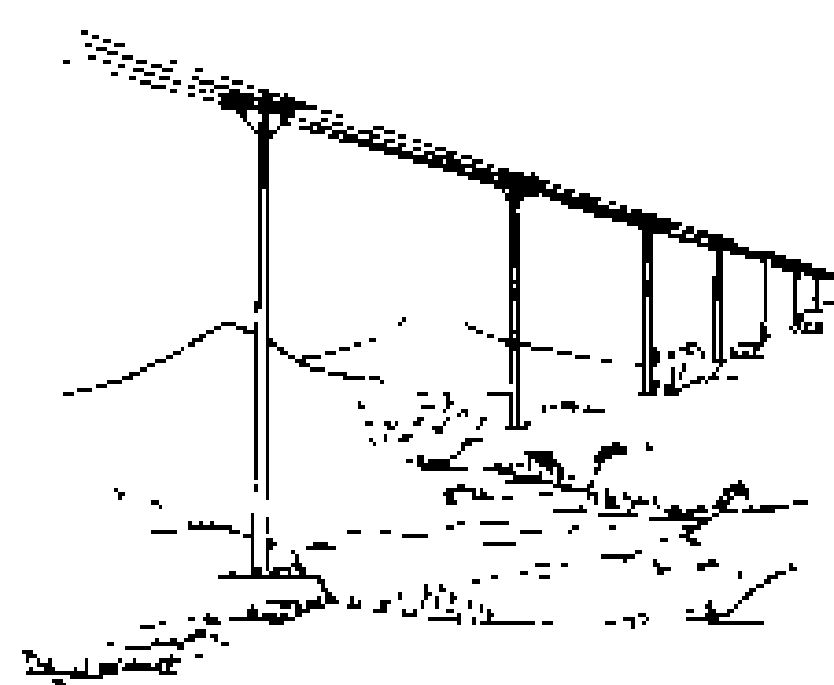


图 1 架空明线结构图

河流、山谷等应采用大档距。为使线路横向稳定，电杆的侧向常用钢拉线加固。

**架空电缆** 用钢绞线架设在电杆上，然后把电缆吊挂在钢绞线上，对于自承式电缆，则可直接将电缆架设在电杆上，无需钢绞线支承。

**直埋电缆** 将电缆直接埋入地中，埋设深度在冻土层以下，电缆的外层应有钢带铠装保护，避免外力对电缆的机械损伤和腐蚀。

**管道电缆** 把电缆管道先埋入地下，然后将电缆

穿入管道构成通信线路,如图2所示。电缆管道由混凝土制造,有2孔、4孔、6孔等规格,可以并行铺设以增加管孔数量。施工时将整块管道纵向连接成长度不超过150 m的小段,

小段两端连接电缆入孔,若干小段纵向延伸以构成全线通信电缆管道。电缆穿入管道孔中,接头在人孔处加工。管道不但能更好地保护电缆以防

外力损伤而且便于维修和更换,故可靠性高,在城市的通信网中广泛采用,但造价较高。

**有线通信线路的复用** 代表信息的电信号,包括音频信号和直流脉冲,常被调制或不同频带的高频信号(频分复用)或被取样和编码形成脉冲编码调制(PCM时分复用),然后将这些调制后的信号叠加起来在一对通信线路上传输,以实现通信线路的多路复用。这种方法可在一对架空明线或一对电缆芯线上开通数十路电话或数据通道。另外在长距离有线通信线路上,由于电信号的传输都有一定衰减,因此每隔一定距离(数公里至数十公里),为满足一定信噪比的要求应设置中间增音机或称中继设备,使模拟电信号能得到放大,脉冲电信号得到整形和再生。在配有中继设备的线路上,传输距离可达数千公里。

在电力通信系统中,有线通信线路是一种重要的通信手段。它多用于地区通信或短距离通信枢纽站间的联络线,如载波站和微波站至调度所间的音频线路。这些地方过去使用架空明线较多,近期大都改用架空或地下电缆线路。

(刘祖丰)

youxiao jiedi xitong

**有效接地系统** (effectively grounded system) 中性点和大地有紧密联系的电力系统。在这种电力系统中,无论是中性点直接接地,还是经小电抗或小电阻接地,只要满足系统的零序电抗( $x_0$ )和正序电抗( $x_1$ )的比值( $x_0/x_1 \leq 3$ ),以及零序电阻( $r_0$ )和正序电抗( $x_1$ )的比值( $r_0/x_1 \leq 1$ )的条件,这些系统都属于有效接地系统(见电力系统中性点接地方式)。

有效接地系统的最大优点是系统的过电压水平和输变电设备所需的绝缘水平较低。这种系统的动态电压升高不超过系统额定电压的80%。换言之,在这一类系统中,可以采用保护水平较低的“80%避雷器”。电力系统的额定电压愈高,这一优点愈突出,这正是220 kV以上的超高压系统采用这种接地方式的主要理由。

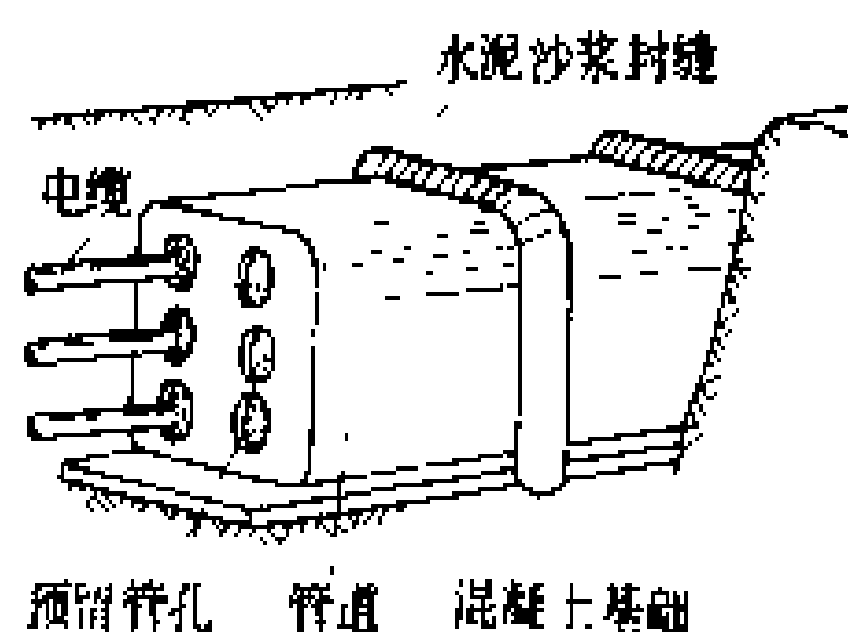


图2 管道电缆结构图

这种接地方式的最大缺点是发生单相接地故障时,单相接地电流很大,必然引起断路器的跳闸,因而供电可靠性较差。此外,单相接地电流有时会超过三相短路电流,影响断路器遮断能力的选择,并对通信线路产生干扰及危险影响。

在110~220 kV高压电力网中,为了减小单相接地短路电流、降低变电所接地装置的投资以及满足继电保护等方面的要求,往往只把一部分变压器的中性点直接接地,而其余变压器的中性点不接地,也可以采用经小电抗接地的方式。这时,只要满足 $x_0/x_1 \leq 3$ 、 $r_0/x_1 \leq 1$ 这一控制条件,它们仍为有效接地系统。此外,在某些超高压电网中,为了改善系统稳定性而使中性点经小电阻接地,这时只要 $r_0/x_1 \leq 1$ ,也仍然是有效接地系统。

#### 参考书目

赵智大, 电力系统中性点接地问题, 北京: 中国工业出版社, 1965

Willheim R, Waters M. Neutral Grounding in High-Voltage Transmission. Elsevier, 1956

(赵智大)

yuandongji tiaosu xitong shuxue moxing

**原动机调速系统数学模型** (mathematical models of prime mover and governor) 同步发电机的原动机和调速系统物理过程的数学描述。电力系统中向同步发电机提供机械功率和机械能的机械装置,如汽轮机、水轮机等,统称为原动机。为了控制原动机向发电机输出的机械功率,并保持电力系统的正常运行频率,以及在各并列运行的发电机之间合理分配负荷,每一台原动机都配置了调速系统。调速系统一般通过控制汽轮机的汽门开度或水轮机的导水叶开度来实现功频调节。通过改变调速系统的参数及给定值(一般是给定速度或给定功率),可以得到所要求的发电机功频调节特性。

**汽轮机数学模型** 一般的火力发电厂均以汽轮机为原动机。汽轮机是以一定温度和压力的水蒸气为工质的叶轮式发动机。在电力系统分析中均采用简化的汽轮机动态模型,其动态特性只考虑汽门和喷嘴间的蒸汽惯性引起的蒸汽容积效应,即当汽门开度改变时,在汽门和喷嘴间存在的蒸汽的压力不会立即变化,因而汽轮机的输出功率也不会立即变化,而有一个时滞,在数学上用一个一阶惯性环节来表示,即:  $P_m = \mu / (1 + sT)$ 。式中 $\mu$ 为汽门开度,  $P_m$ 为汽轮机机械功率,  $T$ 为反映蒸汽容积效应的时间常数,  $s$ 为对时间的导数算子,  $s = d/dt$ 。

汽轮机在计及蒸汽容积效应时,常采用以下三种

动态模型。

(1) 只计及高压蒸汽容积效应的一阶模型, 见图1(a), 设蒸汽为额定参数, 则其传递函数为

$$\frac{P_m}{\mu} = \frac{1}{1 + sT_{CH}} \quad (1)$$

式中  $P_m$ 、 $\mu$  为标么值,  $T_{CH}$  为高压蒸汽容积时间常数, 一般为0.1~0.4 s。

(2) 计及高压蒸汽和中间再热蒸汽容积效应的二阶模型, 见图1(b), 其传递函数为

$$\frac{P_m}{\mu} = \frac{1}{1 + sT_{CH}} \left( \alpha + \frac{1 - \alpha}{1 + sT_{RH}} \right) \quad (2)$$

式中  $\alpha$  为高压缸稳态输出功率占汽轮机总输出功率的百分比, 一般  $\alpha$  为0.3左右;  $T_{CH}$  为中间再热蒸汽容积时间常数, 一般为4~11 s。

(3) 计及高压蒸汽、中间再热蒸汽及低压蒸汽容积效应的三阶模型, 见图1(c), 其传递函数为

$$\frac{P_m}{\mu} = \frac{1}{1 + sT_{CH}} \left[ f_1 + \frac{1}{1 + sT_{RH}} \left( f_2 + \frac{f_3}{1 + sT_{CO}} \right) \right] \quad (3)$$

式中  $f_1$ 、 $f_2$ 、 $f_3$  分别为高、中、低压缸稳态输出功率占总输出功率的百分比,  $f_1 + f_2 + f_3 = 1$ , 一般  $f_1:f_2:f_3 = 0.3:0.4:0.3$  左右,  $T_{CO}$  为低压蒸汽容积时间常数, 一般为0.3~0.5 s。

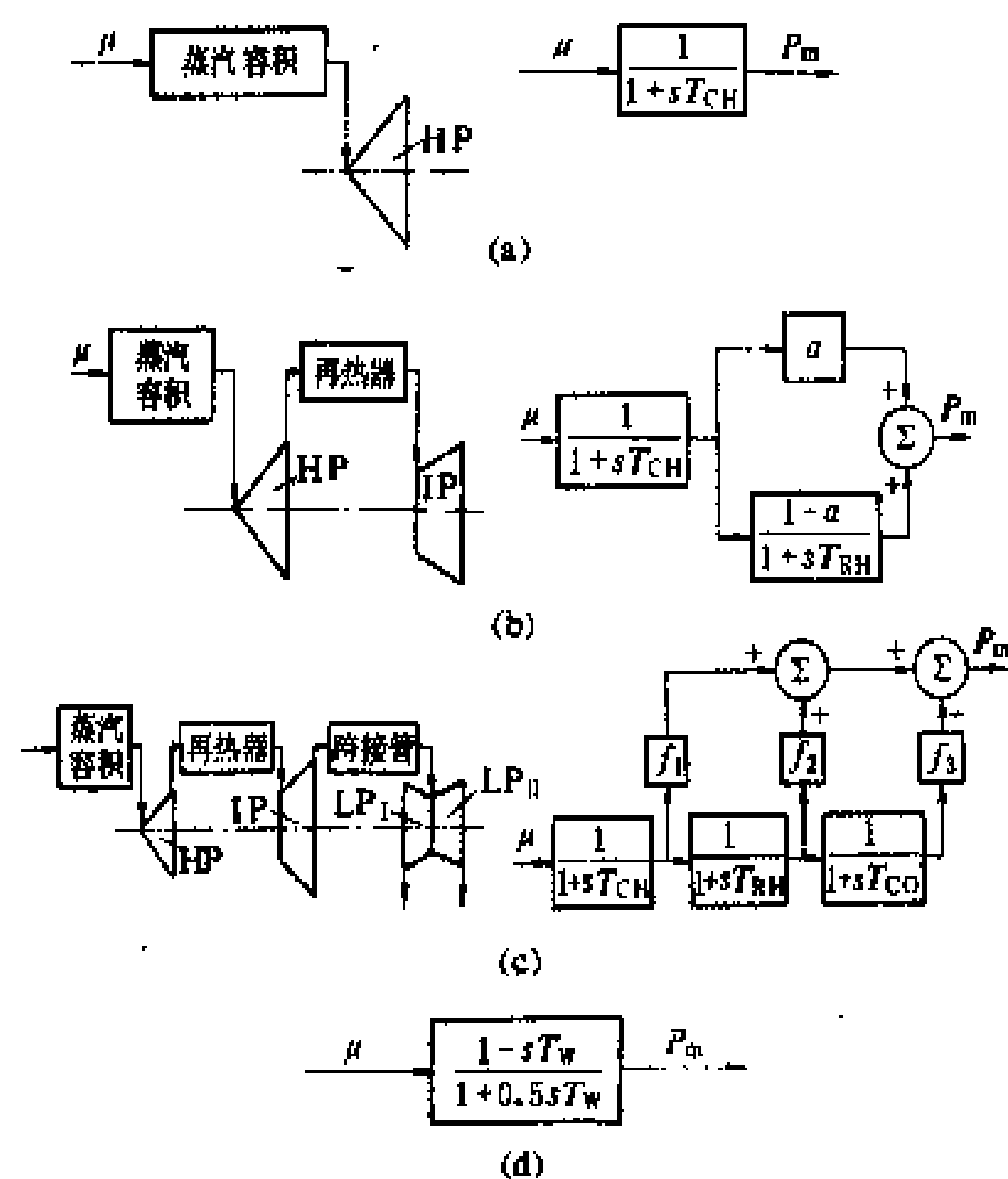


图1 汽轮机和水轮机数学模型

(a) 汽轮机一阶模型; (b) 汽轮机二阶模型;

(c) 汽轮机三阶模型; (d) 水轮机动态模型

**水轮机数学模型** 水力发电厂以水轮机为原动机。水轮机是以一定压力的水为工质的叶轮式发动机。电力系统分析中均采用简化的水轮机及引水系统动态

模型, 其动态特性一般只考虑引水管道由于水流惯性引起的水锤效应, 即当导水叶开度突然增大时, 水压瞬间减小, 水轮机瞬时功率不是增大而是减少, 反之亦然。这一现象称为水锤现象, 或称水击。

当引水管道较短时, 一般忽略引水管道的弹性, 从而只计及刚性引水管道的水锤效应, 即刚性水击。进一步假定水轮机为理想无损, 在额定水头、额定转速和额定工况下运行, 则  $P_m$  和  $\mu$  间的传递函数为

$$\frac{P_m}{\mu} = \frac{1 - sT_w}{1 + 0.5sT_w} \quad (4)$$

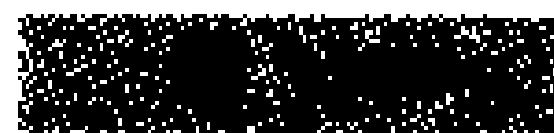
式中  $T_w$  为水流时间常数, 即在稳态额定水头条件下, 水流经引水管道所需的时间, 一般  $T_w = 0.5 \sim 4$  s。式(4)是电力系统分析中最常用的水轮机简化模型, 见图1(d)。

**调速系统数学模型** 大型水轮机的调速系统主要有机械调速器和电气液压调速器两类。大型汽轮机的调速系统主要有液压调速器和功频电液调速器两类, 后者主要适用于中间再热式汽轮机。电力系统分析中一般采用简化的调速系统数学模型。

**水轮机的机械调速器** 原理如图2(a)。调速器调节过程简述如下: 设发电机负荷增加, 则水轮机转速下降, 调速部件离心飞摆的A点下移, 此时以B点为支点, 配压阀(错油门)活塞下移, 压力油进入接力器(油动机)的活塞一侧, 从而活塞移动, 加大导水叶开度, 使水轮机出力提高, 和外界负荷平衡, 转速回升, 在频率调节中称此过程为一次调频。调速器中的缓冲器是用以减缓调节速度, 改善动态品质的软反馈环节, 而硬反馈机构(GJ)将导水叶开度信号  $\mu$  送回调速器实现负反馈, 它使调节过程结束时, 配压阀活塞恢复原位, 并使调速器具有一定的静态调差系数。调频器用以改变给定速度, 从而使功频特性平移, 实现二次调频。调速器相应的传递函数框图如图2(b), 框图中调速器用一个放大环节( $K_s$  为放大倍数)表示, 配压阀行程  $\delta$  为调速飞摆位移  $\eta$  和总负反馈量  $\xi$  之差, 接力器用积分环节( $\frac{1}{sT_i}$ ,  $T_i$  为积分时间常数)表示, 硬反馈放大倍数为  $K_f$ , 软反馈放大倍数为  $K_b$ , 软反馈时间常数为  $T_b$ , 再计及干摩擦、机械间隙引起的调节失灵区(死区)以及调节限幅等非线性环节, 最终得到以转速  $\omega$  为输入量, 以导水叶开度  $\mu$  为输出量的水轮机机械调速器传递函数框图如图2(b)。此即常用的水轮机调速系统数学模型。

**水轮机的电气液压调速器** 其和机械调速器结构不同, 但原理相似, 可用同样的数学模型描述。

**汽轮机的液压调速器** 有高速弹簧片型和旋转阻尼型两种, 其原理基本一致, 二者可用同样的数学模型



描述,且和水轮机调速器的基本相同,其区别主要在于

汽轮机没有软反馈,而硬反馈放大倍数  $K_i=1$ ,其传递函数框图如图2(c)。

汽轮机和水轮机调速系统参数的典型值见表。

#### 参考书目

IEEE Committee Report. Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies. IEEE Trans. PAS-92, Nov./Dec. 1973, 1904~1915

IEEE Working Group Report. Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies. IEEE Trans. on PWRs, Vol. 6, May 1991, 753~761

IEEE Working Group Report. Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies. IEEE Trans. on PWRs, Vol. 7, Feb. 1992, 167~179

(倪以信)

yuandong chuanshu guiyue

**远动传输规约** (transmission protocol of telecontrol equipment and system) 远动系统的主站与远动终端间进行有效的实时数据通信必须遵循的通信规则与约定,简称远动规约。

国际标准化组织(International Organization for Standardization, ISO)和国际电报电话咨询委员会(Consultative Committee, International Telegraph and Telephone, CCITT)为一般数据通信制订了协议、规程,主要考虑科学或商用计算机系统与其远方终端进行数据通信的要求。但是,电力生产过程比较快,电力系统发生的事件、事故要求在秒级时间内反应,实时性要求高。同时,电力系统又存在特有的强电磁干扰,电力系统跨越广阔地域,异地厂站的地电位不同,当电力系统出事故时,地电位大幅度升高,通信干扰比较严重。为此国际电工委员会(International Electrotechnical Commission, IEC)远动、远方保护及通信技术委员会(代号 IEC/TC-57)在 CCITT/ISO 关于数据通信的标准文件基础上专门制订了电力系统远动传输规约 IEC-870第5部分:传输规约。中国根据这个 IEC 文件制订了中国远动规约的电力行业标准。

**远动帧格式** 帧格式是远动规约的核心内容,帧格式的选定取决于数据完整性要求。

**数据完整性级别** 远动系统的数据完整性级别分 I1、I2、I3 三种。数据完整性是反映在可接受的残留差错率(未检出的差错报文数或字符数与发送报文总数或字符总数之比)下数据从源站传送到目的站的能力。I1、I2、I3 的性能详见表1。该表是在 1200 bit/s 速率固定传输 100 bit 报文块情况下求得的。表中

$$T = \frac{n}{VR}$$

式中  $T$  为漏检错误报文平均时间, s;  $R$  为残留差错率;

• 377 •

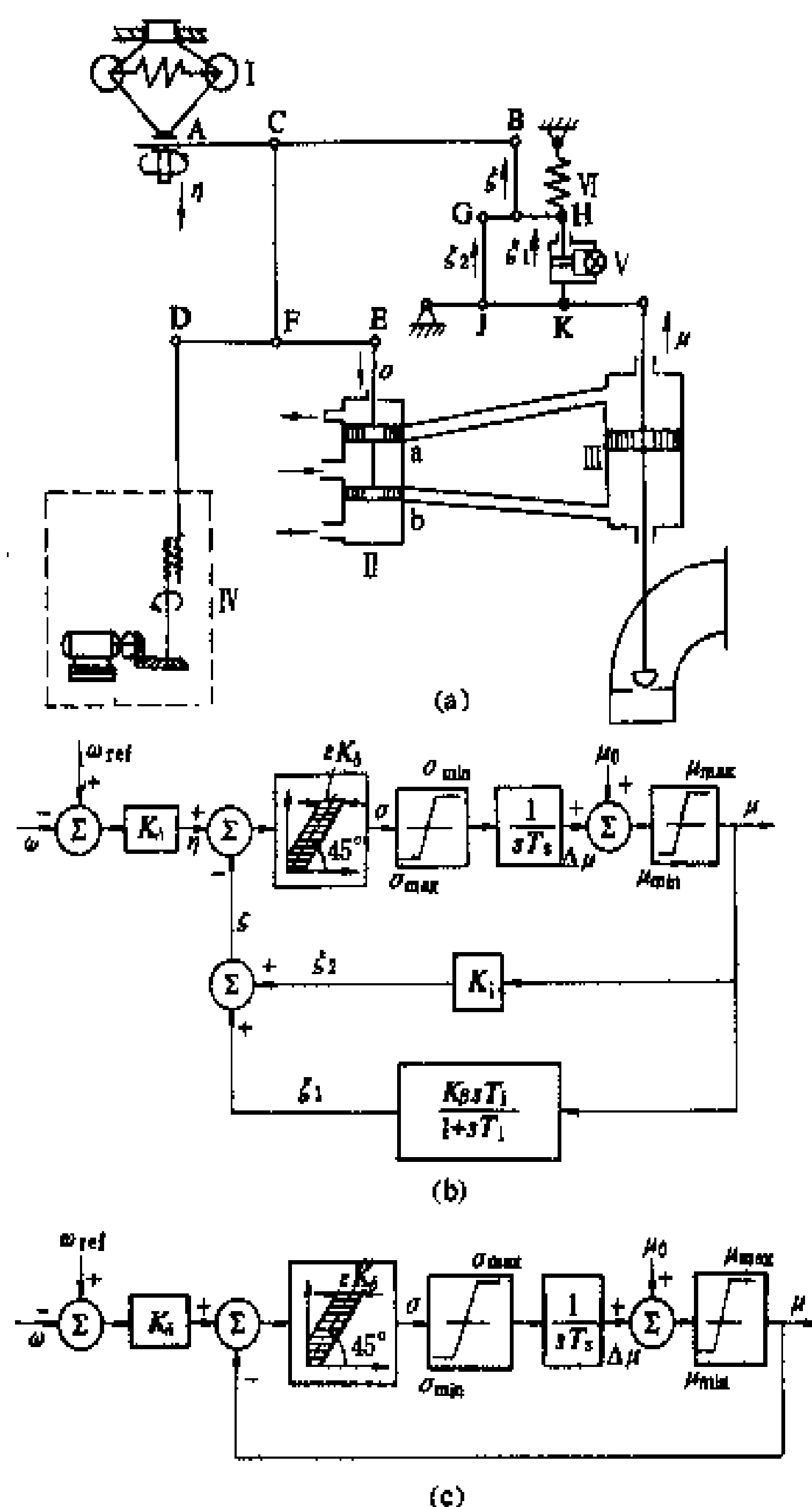


图2 调速系统原理图及框图

(a) 水轮机机械调速器原理图; (b) 水轮机调速器传递函数框图; (c) 汽轮机调速器传递函数框图

I—飞摆; II—锚油门; III—油动机; IV—调频器; V—缓冲器; VI—弹簧

汽轮机和水轮机调速系统参数的典型值表

参数	水轮机	汽轮机
$K_s$ 调速器放大倍数	10~20	15~30
$\epsilon$ 失灵区	0.1%~0.7%	0.1%~0.5%
$K_i$ 硬反馈放大倍数	0.3~1	1
$K_\beta$ 软反馈放大倍数	1~10	—
$\delta_i$ 静调差系数 $\delta_i \triangleq \frac{K_i}{K_s}$	0.03~0.06	0.03~0.06
$\beta$ 软反馈系数 $\beta \triangleq \frac{K_\beta}{K_s}$	0~0.6	—
$T_s$ 接力器或油动机时间常数(s)	4~7	0.1~0.5
$T_i$ 软反馈时间常数(s)	2.5~10	—





$n$  为报文比特长度, bit;  $V$  为传输速率, bit/s。

表 1 数据完整性级别 I1、I2、I3性能

数据完整性级别	数据块长度	数据块大小	数据块地址	应用
I1	2	$10^{-6}$	1d	循环更新系统,如遥测
I2	4	$10^{-10}$	26a	反映事件的传输,如遥测、远方计数
I3	4	$10^{-14}$	260000a	紧急信息传输,如遥控

IEC 帧格式 IEC/ TC -57 制订了4种帧格式: FT1.1、FT1.2、FT2、及 FT3,性能如表2中所示。

表 2 4种帧格式的性能

帧格式	数据块长度	数据块大小	数据块地址	应用
FT1.1	2	I1	不限	0.72
FT1.2	4	I2, 比 FT2 的高	$\leq 32$ 八比特组	0.61
FT2	4	I2	$\leq 15$ 八比特组	0.88
FT3	6	I3	$\leq 14$ 八比特组	0.77

电力系统调度自动化要求远动设备及系统在比特差错率  $P=10^{-4}$  条件下汉明距离  $d \geq 4$ ,采用异步传输模式者应选用 FT1.2 帧格式,采用同步传输模式者应选用 FT2 帧格式,要求特高者选用 FT3 帧格式,要求较低的选用 FT1.1 帧格式。

FT1.2 帧格式 有固定帧长、可变帧长及单控制字三种,如图1所示。可由1~255个八比特组构成一个帧,包括起、帧长度、控制、地址、校验、结束等字段以

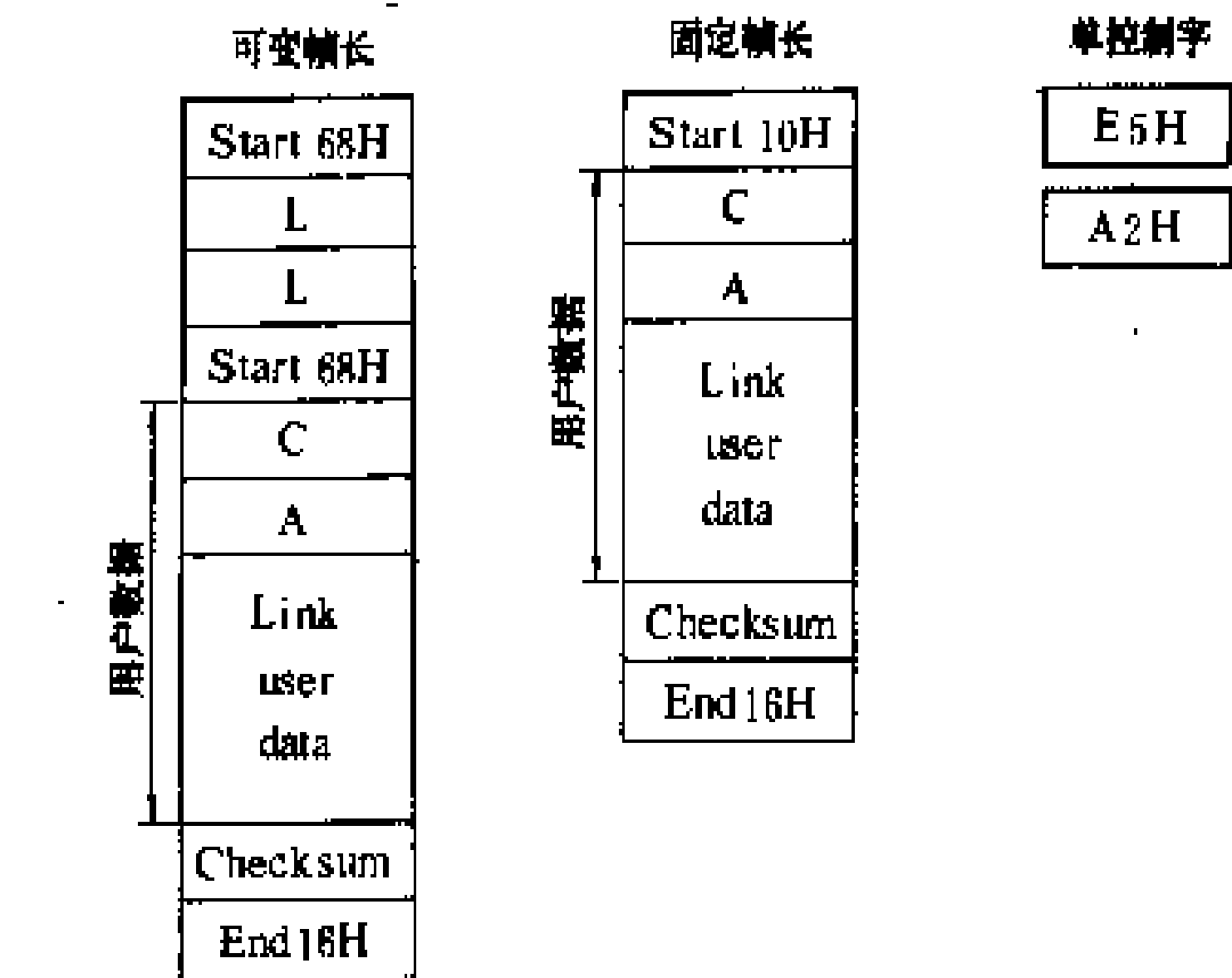
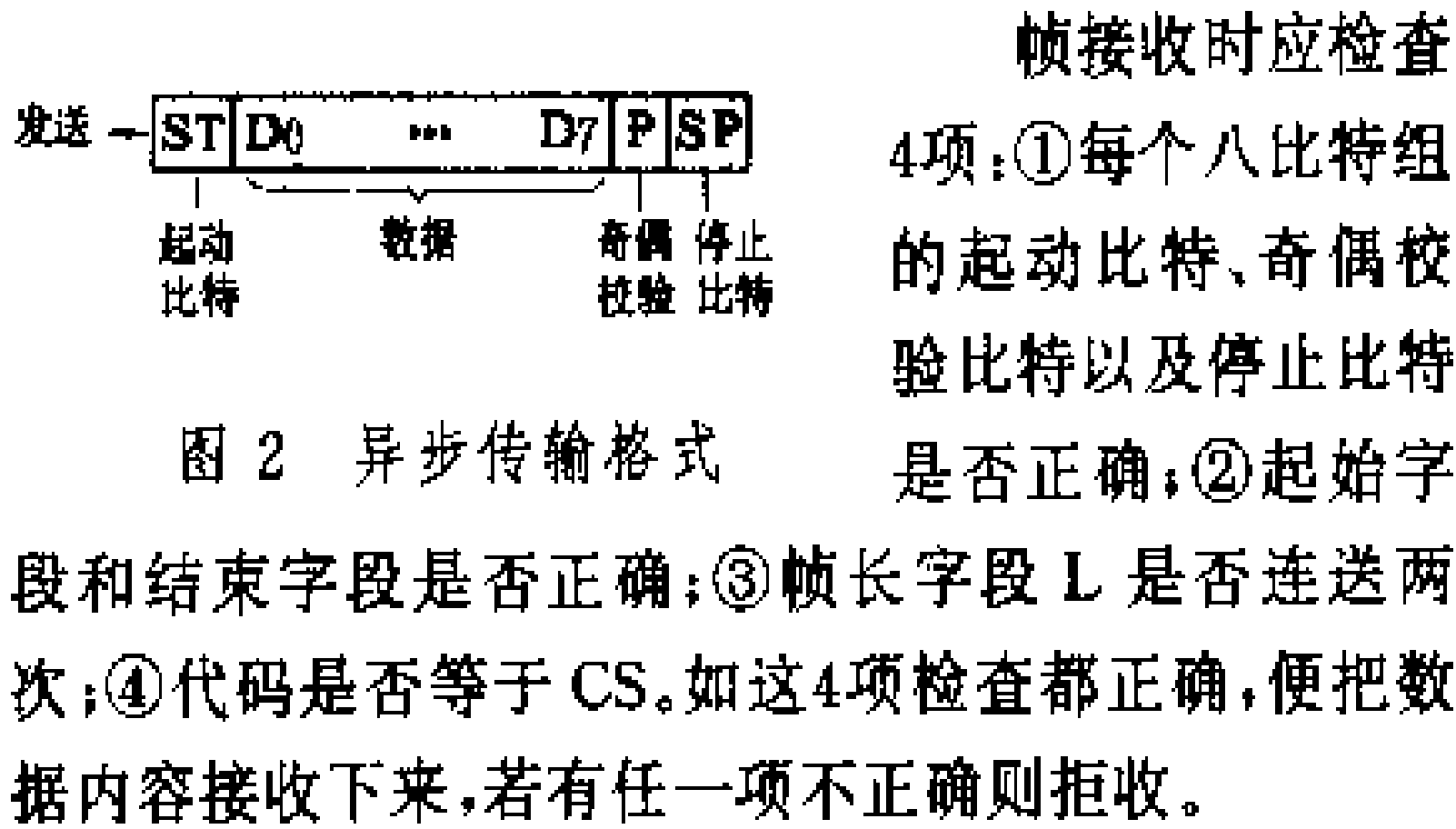


图 1 FT1.2 帧格式

及固定长度数据块或  $L$  长度数据块。无报文时通道中应传送空闲比特,空闲比特为1。两个帧之间至少应插33个空闲比特。FT1.2采用代码和校验,将数据块的各八比特组进行不考虑溢出的算术加运算,以其和作为代码和校验(CS)内容。

FT1.2为异步方式传输,每个八比特组数据在传输时,前面加起、帧长度、控制、地址、校验、结束等字段以



帧接收时应检查4项:①每个八比特组的起、帧长度、控制、地址、校验、结束等字段以

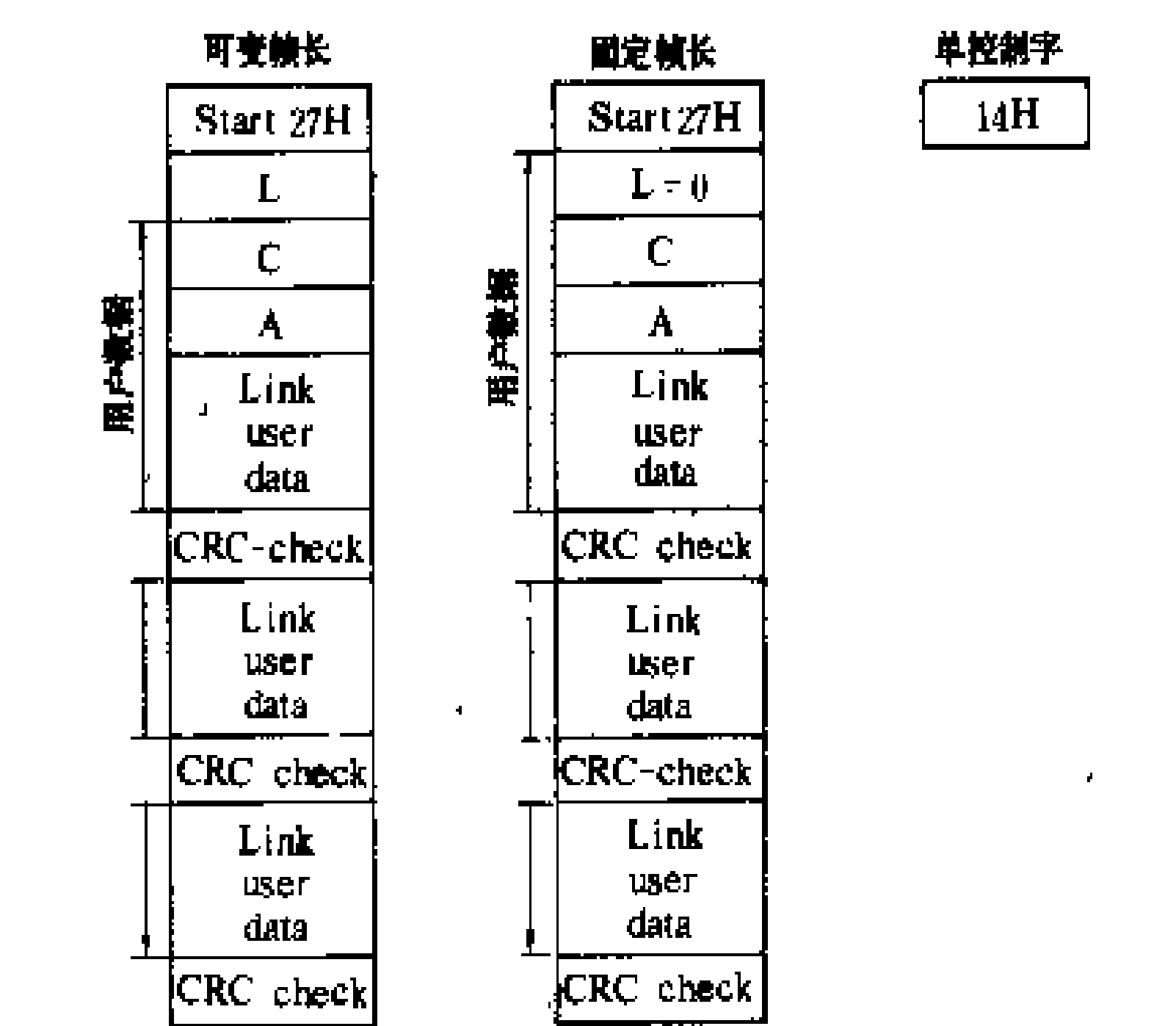


图 3 FT2 帧格式

- FT2帧格式除下述三点外均与 FT1.2 相同。
- (1) 采用同步传输方式,接收端时钟应与发送端同步,两端同步地发送脉冲和接收脉冲。
  - (2) 两个帧之间应插空闲比特1的个数:当  $L < 45$  时为  $(L+3) \times 8$  个;当  $L > 45$  时为  $48 \times 8$  个。
  - (3) 采用 CRC 循环码校验,生成多项式为  $G(x) = x^7 + x^6 + x^5 + x^2 + 1$ ,将余式及其偶校验比特取反作为 CRC 校验码。

数据编码 远动规约除了规定上述帧格式外还为其数据块依不同应用数据规定了相应的编码格式。常用的时间量、测量量、计数量、状态量、文件信息等编码格式如下。

- (1) 时间量编码如图4所示。
- (2) 测量量编码如图5所示。

- (3) 计数量编码如图6。  
 (4) 状态量编码如图7。  
 (5) 文件信息编码如图8。

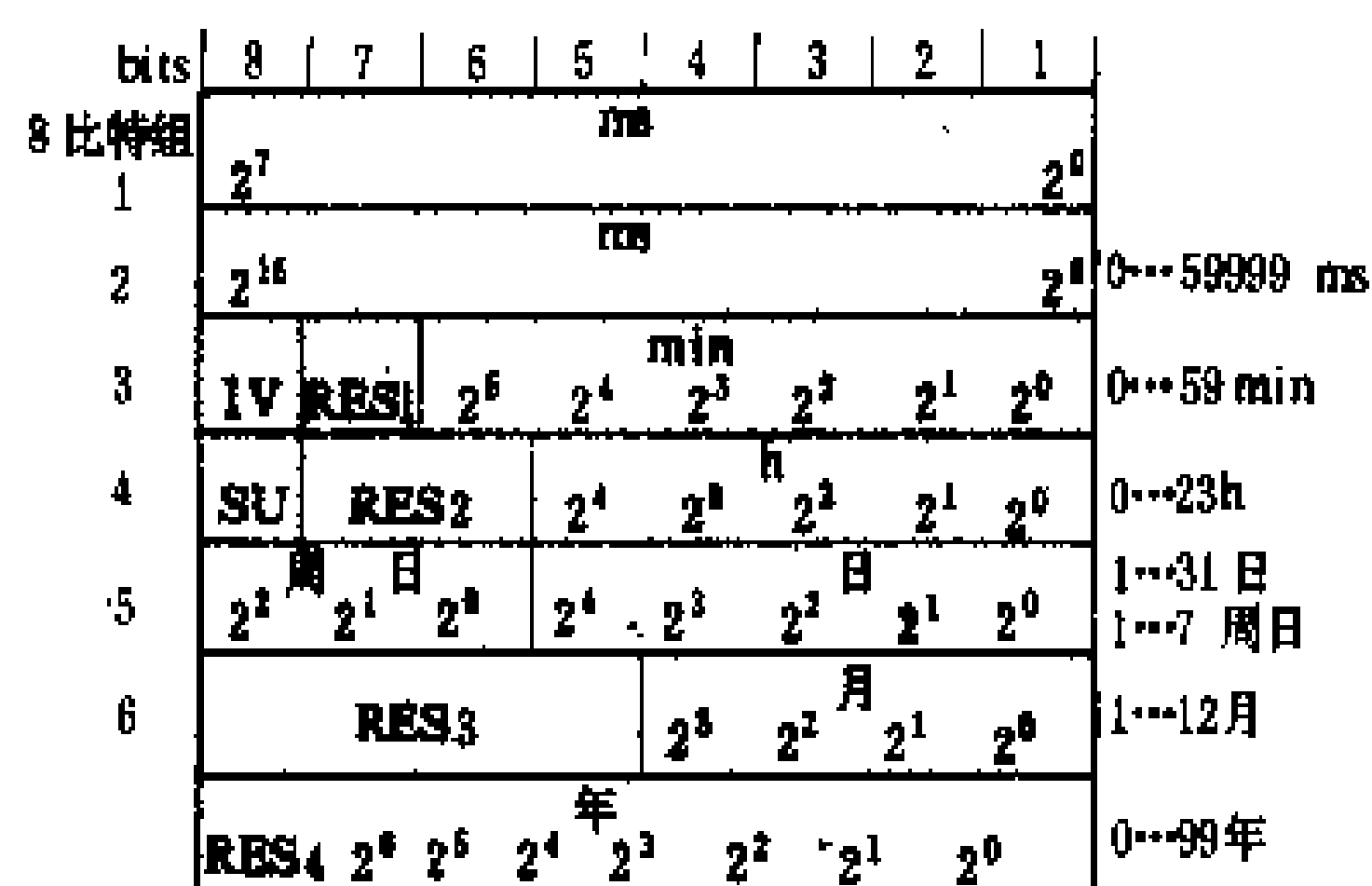


图4 时间量编码格式

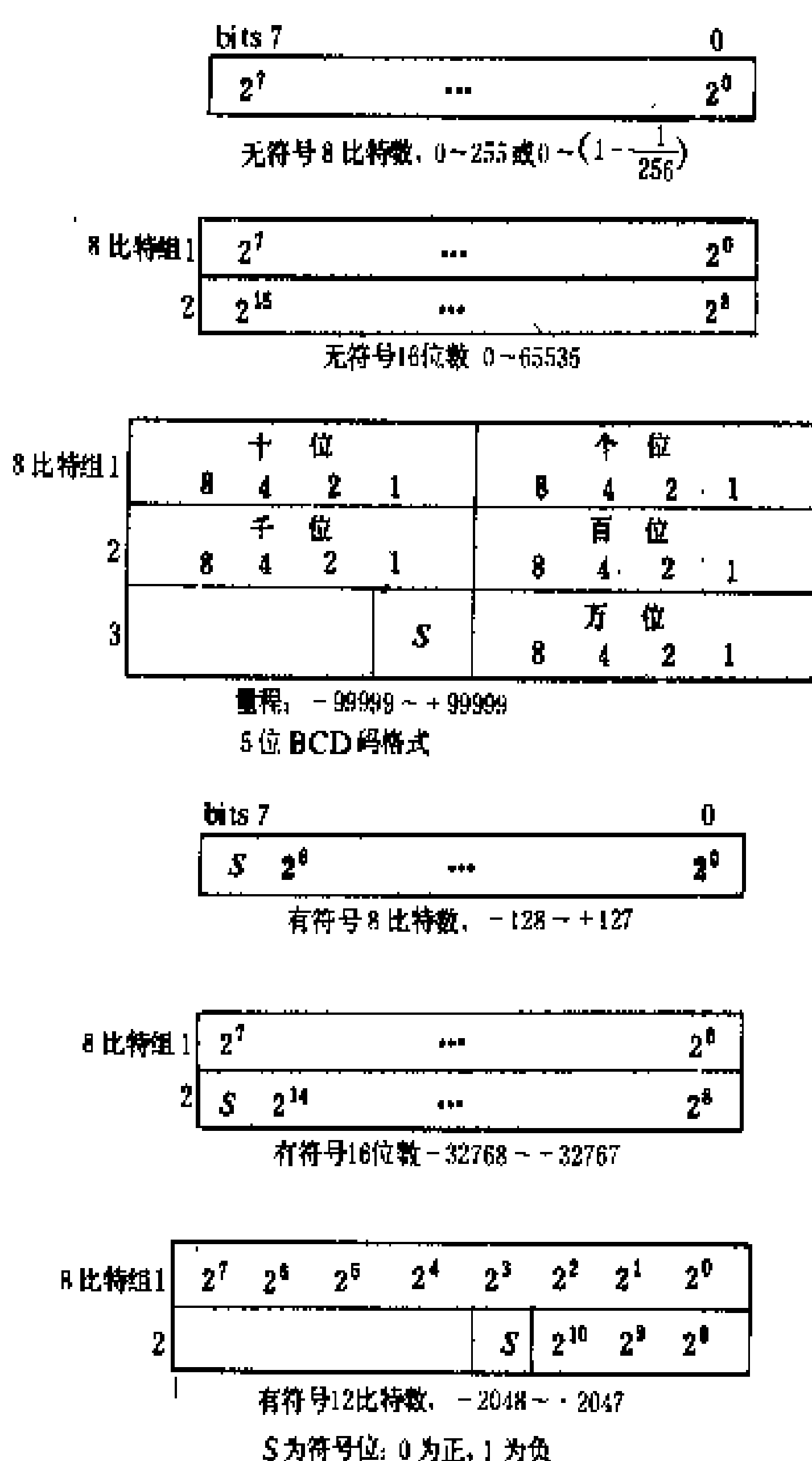


图5 测量量编码格式

数据传输规则 报文及其控制信号在链路中传输次序(transmission procedure), 称数据传输规则, 有循环方式和问答方式两种, 前者按规定规律周而复始地从子站向主站传送数

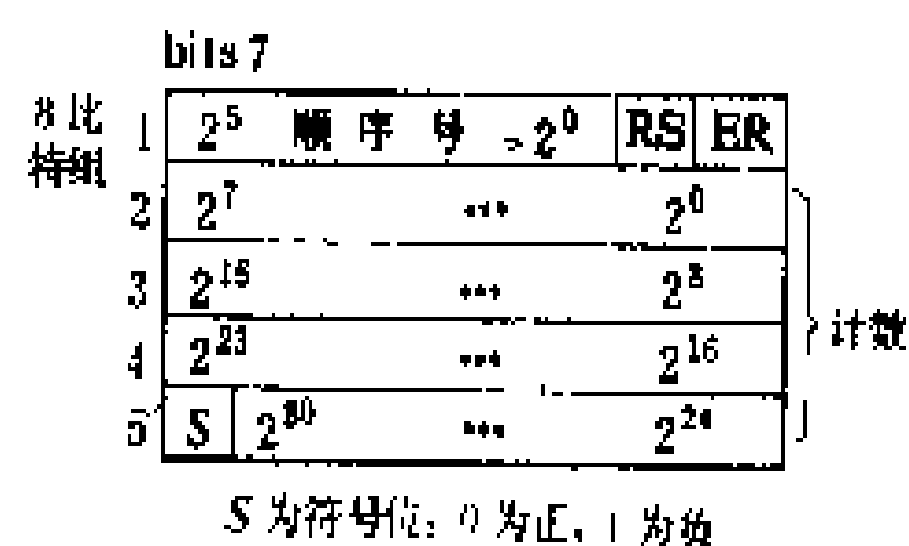


图6 计数量编码格式

据, 简称 CDT(cyclic data transmission), 采用 CDT 方式的远动便称 CDT 远动。问答式(polling)又分平衡式和非

平衡式两种。非平衡式是由主站按约定规则呼叫各子站, 并依规定次序进行报文传输, 子站仅在主站呼叫它时才能回答, 可用于点对点方式(即1:N)。

平衡式允许子站主动呼叫主站, 它只能用于点对点方式(即1:1)。采用问答式的远动称问答式远动。

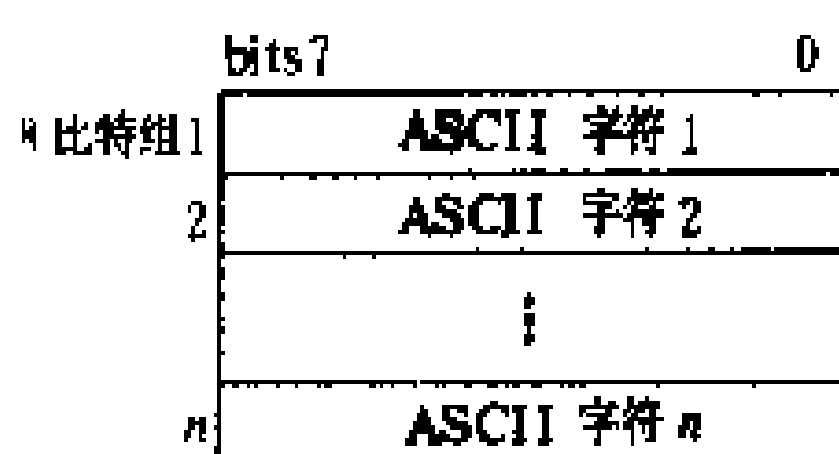


图8 文件信息编码格式

图7 状态量编码格式

单比特状态量: 每比特代表一个状态量, 0为分状态, 1为合状态; 双比特状态量: 每2比特代表一个状态量, 其中固定状态: 10为合状态, 01为分状态; 非固定状态: 00为分状态, 11为合状态

传输过程中分三种链路服务级别, 分别为: ①S1级, 发送/无回答(send/no reply); ②S2级, 发送/确认(send/confirm); ③S3级, 发送/响应(send/respond)。

中国循环式远动规约 它是中国电力系统远动技术规约20年发展的结晶, 现已正式成为电力行业标准DL451—91《循环式远动规约》。

帧格式 如图9所示, 采用同步传输方式, 帧标志为EB90H×3同步码, 生成多项式为 $G(x) = x^8 + x^2 + x + 1$ 的 BCH 校验保证汉明距离 $d \geq 4$ 。

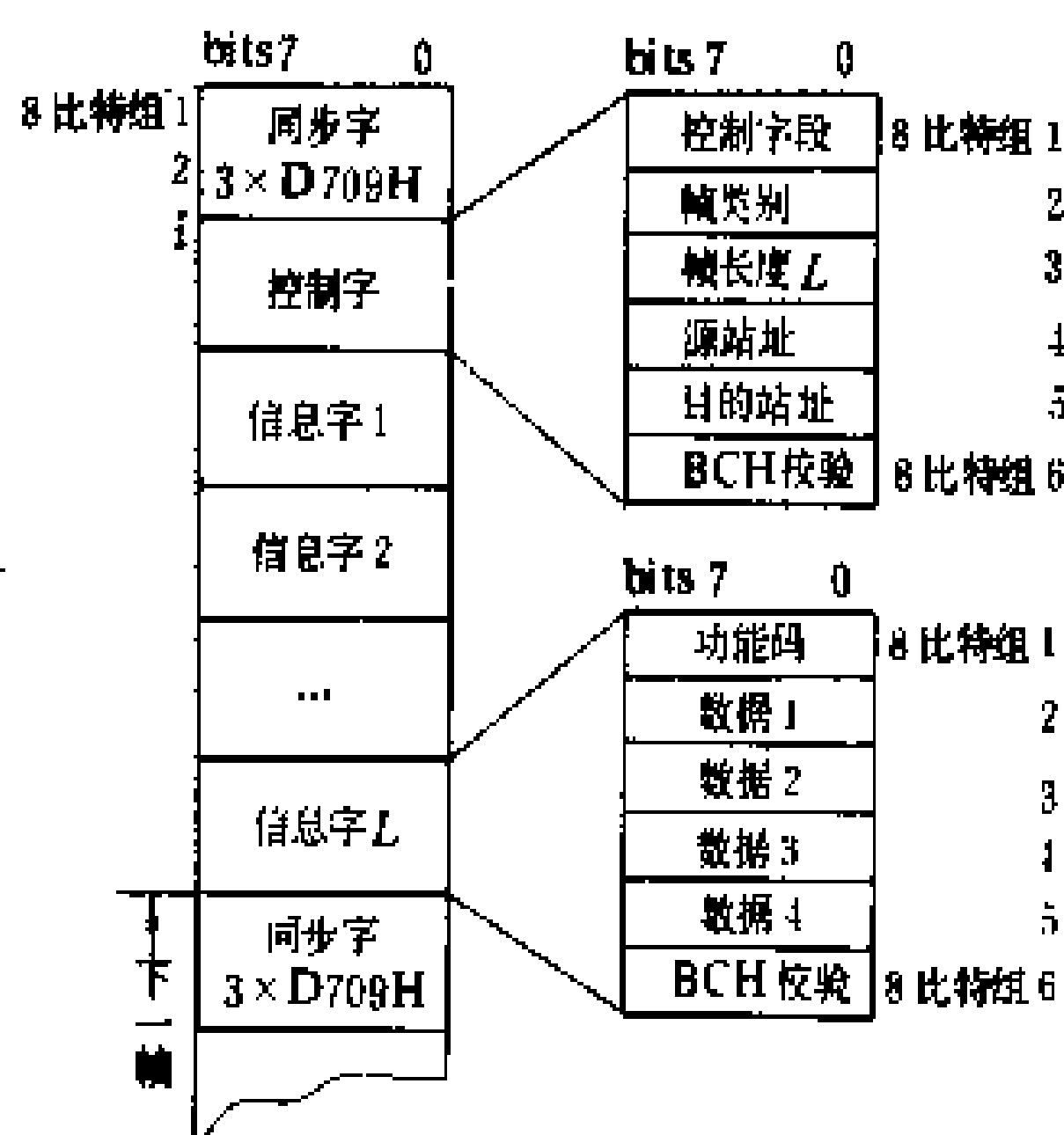


图9 循环式远动规约的帧格式

数据编码 如图9中每个信息字有6个八比特组, 其中4个八比特组携带实时数据, 可传送一般测量量、高精度测量量、数字式测量量、脉冲计数量、状态量、事件记录、遥控命令、设定命令、升降命令等, 此外还规定了系统对时。

帧类别与传输规则 按循环周期的不同,循环规约将帧分为如下5种。

- (1) A 帧,更新周期 $\leq 3s$ ,传重要遥测。
- (2) B 帧,更新周期 $\leq 6s$ ,传次要遥测。
- (3) C 帧,更新周期 $\leq 20s$ ,传一般遥测。
- (4) D 帧,更新周期为几十秒至几十分钟,传送电能脉冲计数量(称 D1帧)或状态量(称 D2帧)。
- (5) E 帧,传变位遥信,以字为单元随机插入 A 帧至 D 帧的任意帧内传输,以便在1 s 内送到主站。

循环规约规定在满足上述更新周期前提下允许灵活地组织信息系列,实现循环传送上述各种量。图10为一种循环传送的信息系列。图10中:①E 帧出现时插入箭头所指的□处传送,如图所示送三遍;②根据 D1帧、D2帧的要求周期决定  $S_i$  重复次数。

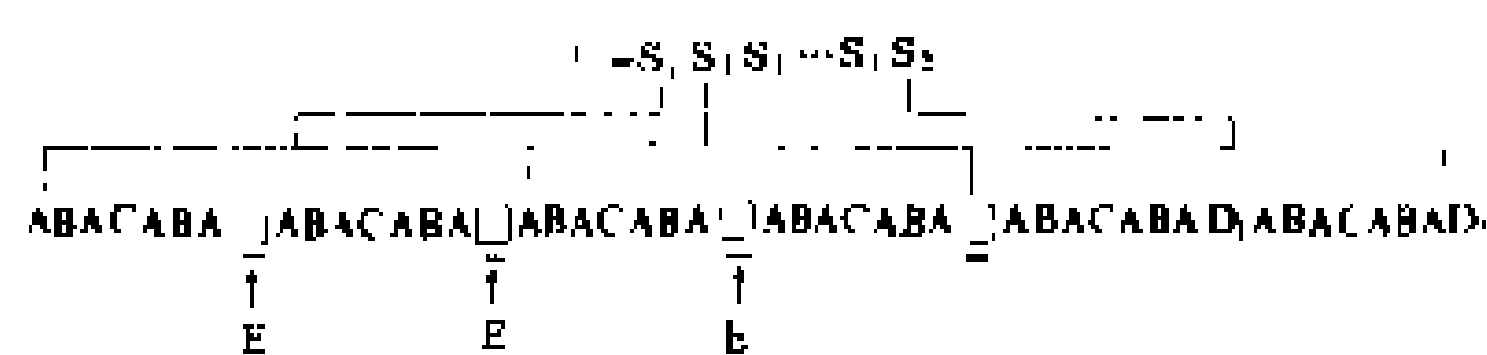


图 10 循环传送的信息系列

**其他运动规约** 日本电气学会于1969年制订了《循环数字式数据传送装置规约标准》。日本各电力公司和制造厂严格遵照执行,至今未变。近年来补充了问答式运动规约。

20世纪80年代,中国从工业先进国家引进了许多电力系统调度自动化系统,其运动规约有:英国西屋公司  $\mu 4F$  规约,美国 ABB-SC 公司1801规约,瑞士 ABB 公司 INDUCTIC 规约,日本 CDT 规约、德国西门子公司 SINAUT 8 FW 规约等。

国外各制造厂的运动规约互不兼容,使用很不方便。中国也有类似情况。IEC 制定了运动规约的国际标准。工业先进国家的制造厂先后推出符合 IEC 标准的运动设备及系统。向 IEC 运动规约标准靠拢是大势所趋。另一方面,利用计算机技术实现不同规约的相互转换,解决了一个系统内不同厂家运动设备的相互接口,受到用户和厂家的欢迎,这是规约发展的另一趋势。

(叶世勋)

yuandong tongdao

**远动通道** (communication channel for tele-control) 调度自动化系统中主站与运动终端或站与站之间传输远动信号所用的设备,又称数据电路。它的主要任务是将远动脉冲信号调制变换为音频信号,经过通信设备和通信线路送到对端,再解调还原为远动脉冲信号。

**远动通道构成** 它包括调制解调器(MODEM)、

通信设备及通信线路三个部分,如图1所示。

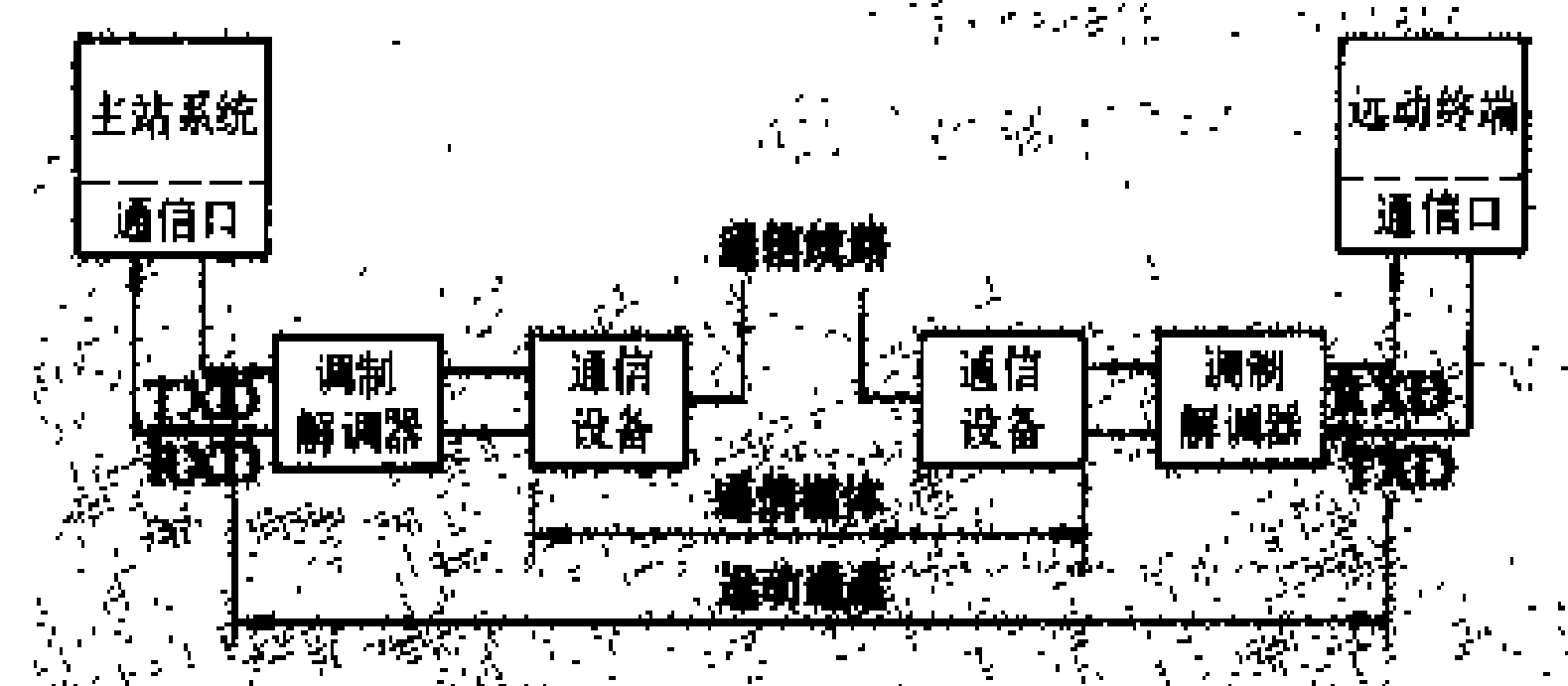


图 1 远动通道示意图

TXD —发送数据线;RXD —接收数据线

远动通道中通信线路由电力专用通信网提供,其主要通信方式是:电力线载波、数字或模拟微波、有线电视、卫星通信、特高频无线电通信及光纤通信等。通常一路远动占用一个话路频带,传输速率为300、600、1200 bit/s。中国和西欧的电力线载波机允许远动和电话复用,即300~2300 Hz 传送电话,2650~3400 Hz 上音频传送远动,远动传输速率为300 bit/s或600 bit/s。

**调制解调器** 包括调制器(modulator)与解调器(demodulator)两部分,合并称为 MODEM。调制后的载波信号  $u(t)$  如下式

$$u(t) = U_m \sin(\omega t + \varphi)$$

它是含有振幅  $U_m$ 、角频率  $\omega$  及相角  $\varphi$  三个参数的正弦函数。利用远动脉冲信号调变三参数的其中之一,称数字调制,又称键控,产生了三种调制方式:①调幅(AM),又称振幅键控 ASK;②调频(FM),又称移频键控 FSK;③调相(PM),又称移相键控 PSK。图2表示这三种调制方式调制后的波形图。

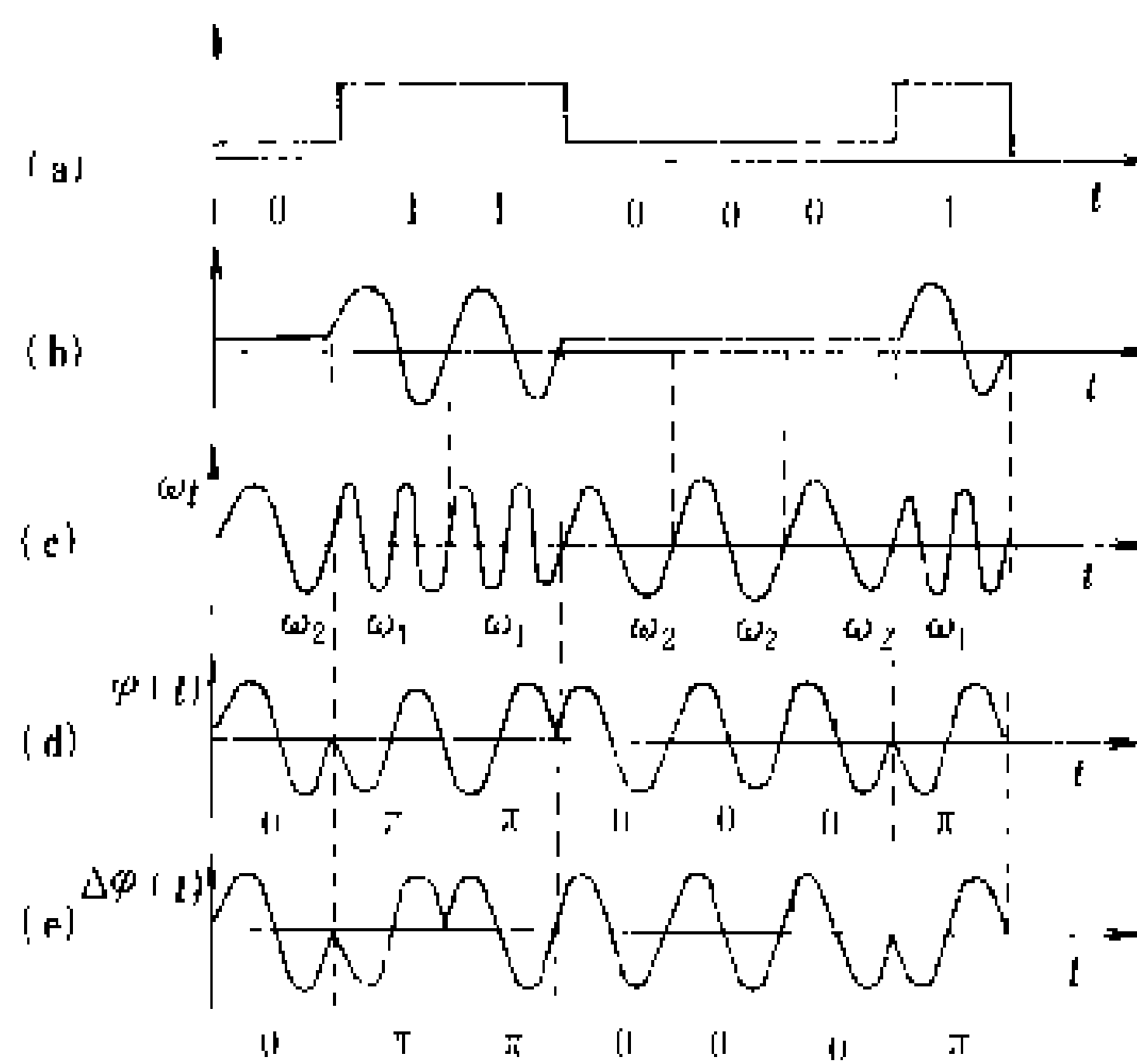


图 2 调制波形图

(a)数码;(b)调幅波;(c)调频波;(d)二元绝对调相波;(e)二元相对调相波

ASK 是随脉冲的1/0而改变载频输出波形信号的有/无;对 FSK 则改变载频频率的高/低;对 PSK 则改变载频相角。远动所用 MODEM 多为 FSK 制或 PSK



制。图3为FSK制的原理方框图。

调制 图3中调制器内部是一个可控振荡器,根据TXD送来脉冲信号的1/0,输出相应的音频信号 $F_A/F_Z$ ,表1是其对应关系。表中 $f_0$ 为中心频率。

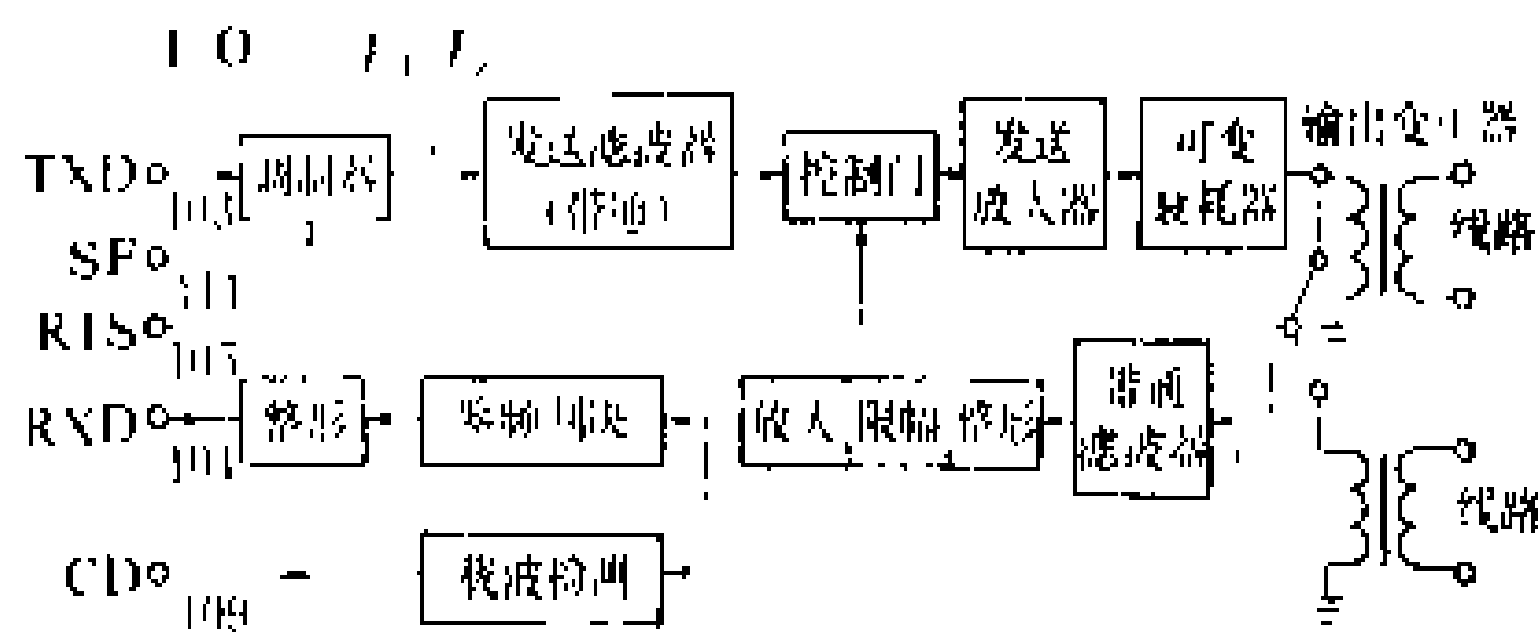


图3 FSK制调制解调器原理方框图

TXD—发送数据线,RXD—接收数据线,SF—信号速率选择线,RTS—请求发送线,CD—接收线路信号检测线

表1 FSK制信号对应关系

二进制码	电流	电压极性	FSK	频率 (Hz)	信号
1	有	-	$f_0 - \Delta f$	1300	传号 $F_A$
0	无	+	$f_0 + \Delta f$	1700	空号 $F_Z$

调制后输出信号 $F_A/F_Z$ 由发送滤波器滤除频带以外的成分,如果这时终端来的请求发送线RTS为有效,便经过控制门、发送放大器、可变衰减器和输出变压器送往线路。

解调 从线路来的对端信号先通过带通滤波器滤除带外噪声,然后进行放大、限幅、整形而变成方波,再经鉴频判决电路判断信号为1或0,即完成解调任务,最后整形还原输出到接收数据线RXD。载波检测电路一旦检测到音频信号就给CD输出有效电平。

调制解调器性能 概括如下10点。

(1) 制式:FSK,常用制式,如表2所示。

表2 FSK制式的标准及特性

标准名称	速率 (bit/s)	工作方式	发送频率 (Hz)	接收频率 (Hz)
CCITT V. 21	300	全双工	980	1180
CCITT V. 21	300	全双工	1650	1850
CCITT V. 23 mode 1	600	半双工	1300	1700
CCITT V. 23 mode 2	1200	半双工	1300	2100
电力系统复用调制解调器600bit/s 移频键控调制解调器技术要求	600	半双工	3080	2680
BELL 202	1200	半双工	1200	2200

(2) 接口: EIA RS232C/EIA RS422。

(3) 发送电平: 0~-20 dBm。

(4) 接收电平: 0~-40 dBm。

(5) 线路阻抗: 600  $\Omega$ 。

(6) 等时失真率:  $\leq 10\%$ 。

(7) 比特差错率:  $\leq 1 \times 10^{-5}$ 。

(8) 请求发送(RTS)至允许发送(CTS)延迟: 从断到通时间小于20 ms, 从通到断时间小于2 ms。

(9) 载波检测延迟: 从断到通时间小于20 ms, 从通到断时间小于20 ms。

运动通道的发展 运动通道将向高速数据通道和具有智能纠错调制解调器的方向发展。

高速数据通道 一般远动终端与主站通信是用低速运动通道,在FSK制中通常为300/600/1200 bit/s。然而主站之间传输数据量很大,要求使用高速数据通道。随着现代数字通信技术的发展,电力专用数字微波通信网已经建立,光纤通信线路已在电力系统使用,PCM数字接口可提供高速数据通道,通信速率高达64 kbit/s。

智能调制解调器 调制解调器中使用计算机技术后便实现智能化,可完成多种制式自动选择,多种速率自动搜索,收发电平自动调整以及前向纠错等功能,方便了使用、提高了性能。

参考书目

- 汪润生, 数据通信工程, 北京: 人民邮电出版社, 1990
- 国际电报电话咨询委员会, 电话网上的通信 V 系列建议, 1990

(叶世勤)

yuandong zhongduan

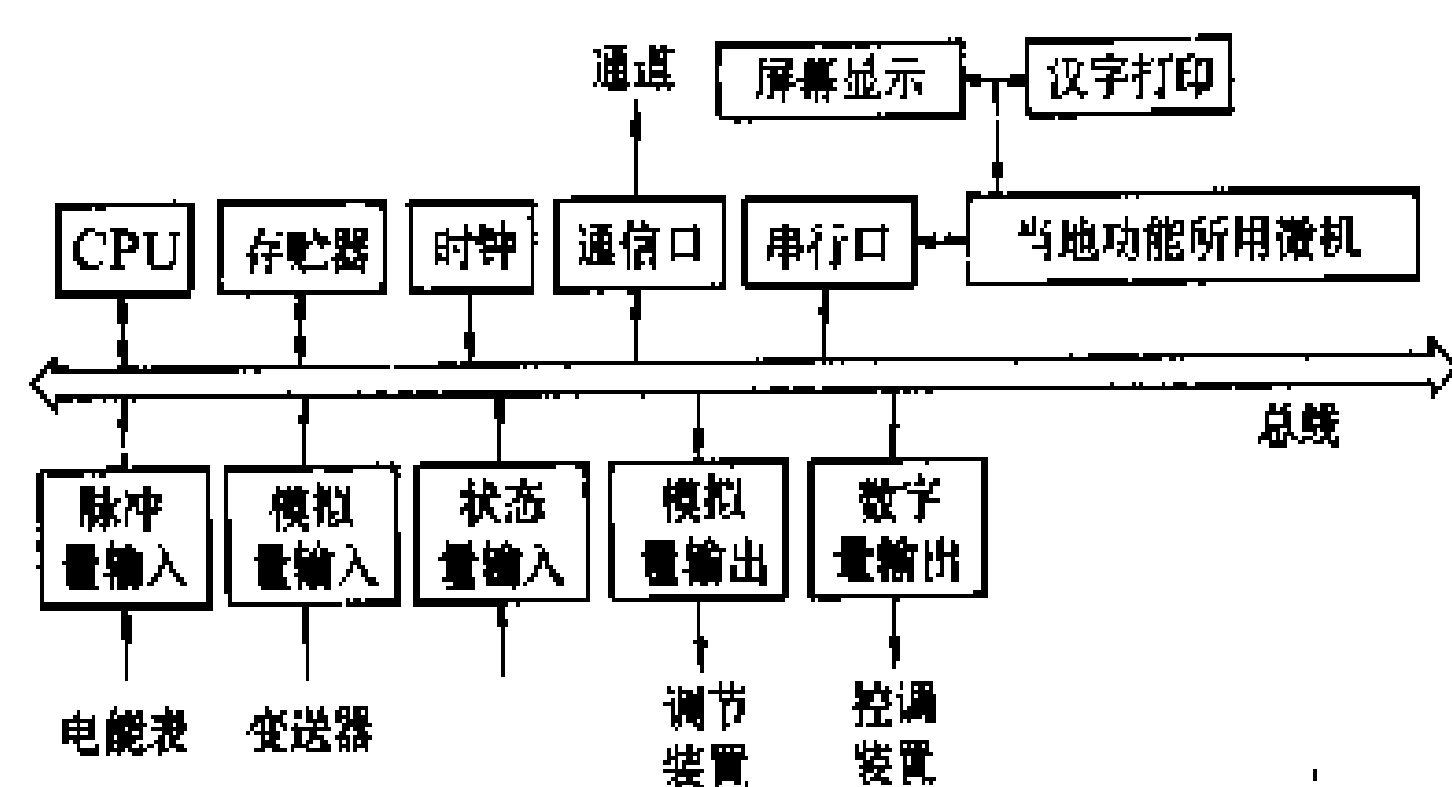
远动终端 (remote terminal unit, RTU)

电力系统设置于厂站端用以采集和发送发电厂或变电站实时运行参数,接收并执行调度中心控制与调节命令的终端设备。远动终端的主要功能有:①采集并向远方发送状态量(简称“遥信”);②采集并向远方发送数字量、脉冲量及模拟量(简称“遥测”);③接收并执行远方调度控制命令(简称“遥控”);④接收并执行远方调度调节命令(简称“遥调”)。这4项主要功能通常称为“四遥”。除此以外,远动终端根据运行要求还可以有以下选配功能:如数据总加、信息编辑转发、越限告警、与两个或两个以上调度中心通信、事件顺序记录、接收并执行校时命令、接收并执行信号复归命令、主备通道自动切换等。当配置了屏幕显示器和打印机,可作为人机联系手段和打印制表。远动终端还可与微机组成为当地监控系统实现当地监控、制表和事件顺序记录。

**发展过程** 早期的远动装置是一对一的,也就是在厂站端有一台远动终端,在调度中心就有一台相应的远动装置,称为调度端或主站端。而现今由于采用了计算机技术,远动系统在电力系统中已发展成为数据采集与监控系统,又称 SCADA 系统 (supervisory control and data acquisition system)。设在调度中心的数据采集子系统,又称前置机系统,可以接收多台远动终端发送来的实时运行参数,亦称为 1 对 N。远动终端从 20 世纪 50 年代到 60 年代初,其主要构成元件为电子管与继电器,传送是模拟方式。60 年代中,晶体管与集成电路为主要构成元件的数字式远动终端开始发展。随着微型计算机技术的发展,微机型远动终端 80 年代在中国试制并取得成功。

**运行环境** 远动终端和调度中心之间的信息传送方式,目前有循环式 (cyclic digital transmission, CDT) 和问答式 (polling) 两类 (见电力系统运动技术)。循环式是远动终端周期性地将信息传送到调度中心,而问答式是由调度中心向各远动终端分别发送规定信息格式的各种查询命令,各远动终端则按查询命令向调度中心发送应答信息。在中国各大电力系统中上述两种信息传送方式是同时并存的。远动终端和调度中心的通信线路可由电力系统专用通信网提供,而通信方式为载波、微波、无线电、专用线等多种形式 (见运动通道)。由远动终端向调度中心传送信息的通道称为上行通道,从调度中心向远动终端发送各种命令的通道称为下行通道。通道的工作方式有单工、半双工和全双工 (见电力系统调度自动化)。信息的传输速率有 300, 600, 1200, 2400 bit/s 等。数字信息在通道中传输是采用二进制数码 0 与 1 组合编码,按照不同规约编成的码字代表着不同的信息内容。

**设备组成** 微机型远动终端由硬件和软件两部分组成。硬件由各种功能板上相应的机箱和电源构成。功能板可以由远动设备研制生产单位选用各种集成电路片和自行设计印刷电路板构成,称为片级设计,亦可以采用微机生产厂家生产的原板 (original equipment manufacturer, OEM) 构成,称为板级设计。典型的远动终端硬件结构和外部联系如图所示。



远动终端硬件结构框图

图中除微处理器 CPU 及存储器外,时钟板提供定时脉冲输出,断路器状态触点和经模数转换电路的模拟量均经过相应并行接口板输入,而遥控命令和遥调命令则通过相应并行接口板输出去驱动遥控遥调执行电路。向调度中心发送的信息和与当地功能微机系统通信均经过相应串行接口板输出。软件则根据远动终端硬件配置和功能进行编制。

**发展趋向** 在功能方面,除“四遥”外,事件顺序记录已成为远动终端的基本功能之一,并向功能多样化和智能化发展。同时与继电保护和自动装置功能结合起来,形成新的综合性的远动终端。在结构方面,采用高性能的 CPU 和应用多个 CPU 构成分布式处理的远动终端已是当前的趋向之一。在硬软件设计中采用模块化以便于维护、修改软件和扩充功能及按照国际电工委员会 (IEC) 国际标准进行标准化。

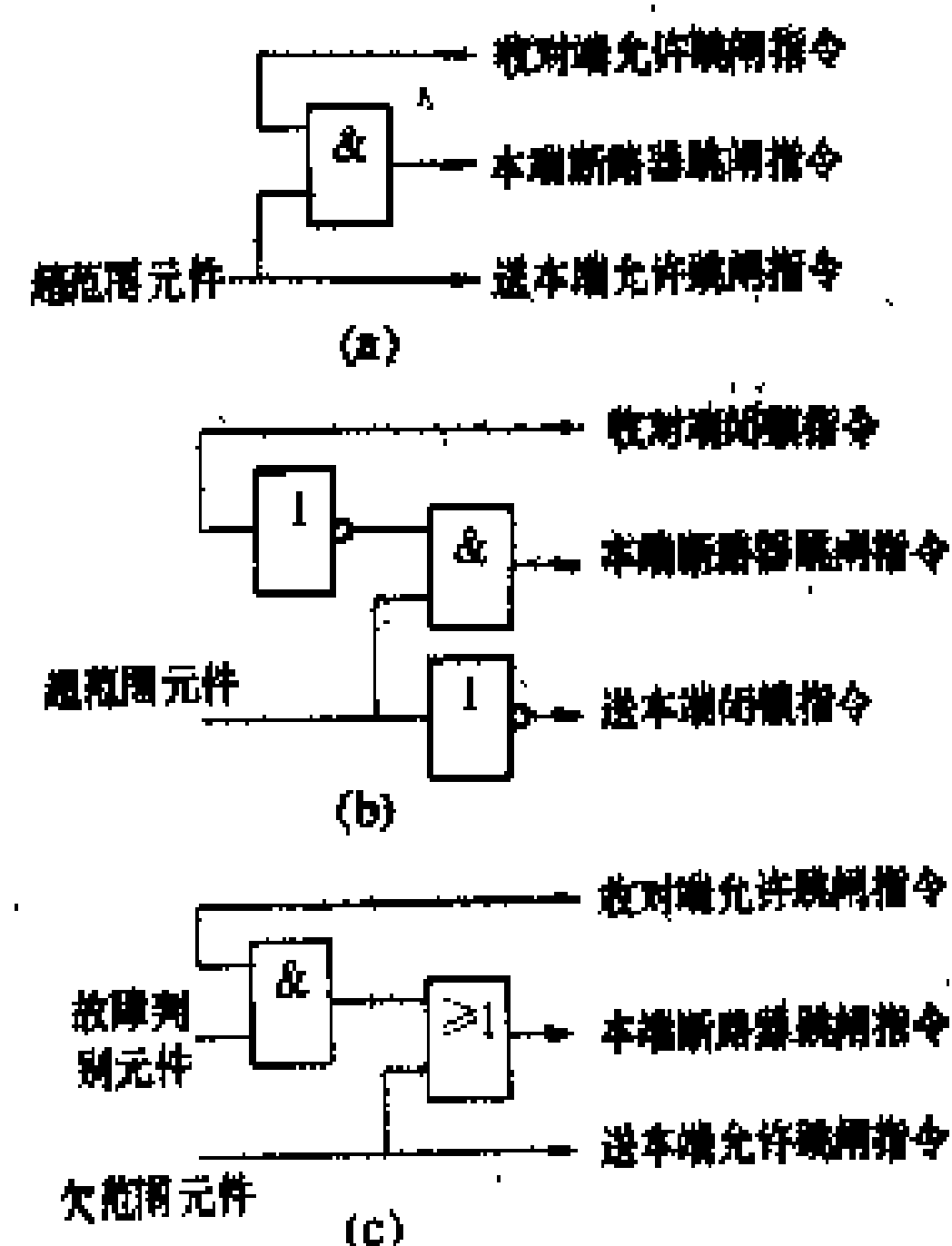
(赵祖康)

yunxushi yu bisuoshi zonglian baohu

**允许式与闭锁式纵联保护** (permissive and blocking mode pilot protection system)

被保护线路各端在故障时要求经通道传输不同功能信号的两种线路纵联保护。当本线路内部故障时,纵联保护各端经通道传输允许对端断路器跳闸的指令者,称为允许式;而在本线路外部故障时,各端经通道传输闭锁对端保护的断路器跳闸指令者,为闭锁式。

**主要类型** 常用的方向比较式纵联保护由各端判定正方向故障不同保护范围与通道传输不同功能的故障指令共有三种工作方式:①超范围允许式;②欠范围允许式;③超范围闭锁式。图中给出三种工作方式原理框图。



常用的方向比较式纵联保护三种工作方式  
原理框图

(a) 超范围允许式; (b) 超范围闭锁式; (c) 欠范围允许式  
注:另一种方式是当本端反方向故障元件动作时送出闭锁指令。

**原理** ①在欠范围允许式中,任一端的欠范围元件动作,即向其他各端发出允许跳闸指令,各端收到此一指令后即认定为本线路内部故障,实现跳闸;否则不动作。②在超范围闭锁式中,一种方式是如果在监测电力网发生了故障的同时任一端正方向超范围元件不动作,另一种方式是任一端的反方向故障元件动作,即向各端发出闭锁指令,各端收到此一指令时即认定为外部故障,闭锁保护装置的动作;如果本端故障元件判定为正方向故障而又未收到闭锁指令时,即认定为内部故障,实现跳闸。③在超范围允许式中,各端方向性超范围元件同时动作,并相互送出与收到允许跳闸指令时,才认定为本线路内部故障,实现跳闸;否则不动作。

**特点** ①允许跳闸式工作的安全性优于闭锁式,其中以欠范围允许式安全性较高;而超范围闭锁式的

动作可信赖性较高。②用于允许式的保护通道应在本线路内部故障时可靠传输各端的故障指令,若采用电力线载波通道,由于此时传输衰耗剧增极易导致纵联保护拒动,故以利用微波通道为佳。闭锁式纵联保护只要求当本线路外部故障时通道能可靠传输闭锁指令,可以利用电力线载波或微波通道。③采用微波通道时应考虑通道衰落可能引起纵联保护拒动(允许式)或误动(闭锁式),并采取必要的措施。④对闭锁式保护,采用快速反应电力网发生故障的元件起动发信并远方起动各端同时发信,而由方向性的正方向故障元件动作停止发信的方式,可以显著地提高整套保护的安全性及快速性。

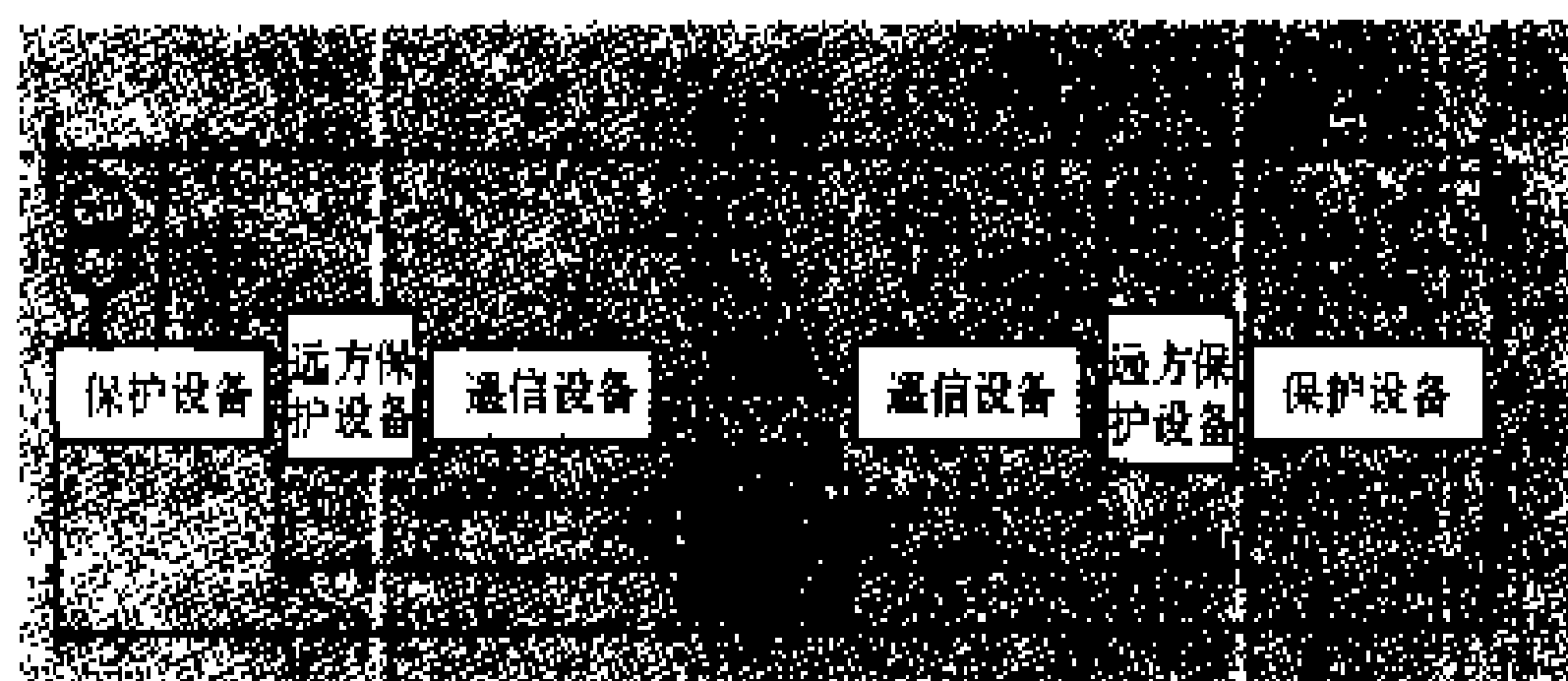
(张延龄)

# Z

zaibo jidian baohu

**载波继电保护** (carrier pilot protection system) 利用载波系统的传输设备及其通道传输本线路各端经一定方式调制后的保护信息, 并以其相互综合比较为动作判据的一种线路纵联保护。载波继电保护是线路纵联保护的主要形式。

**基本结构** 保护装置由来自电压与电流互感器二次的交流输入、形成规定电气量、保护信息综合比较、出口执行诸单元(组成保护设备)以及与通信设备的接口(组成远方保护设备)及通信设备与通道组成(见图)。由保护装置接口经通信终端设备与通道实现本线路各端保护信息的相互传输。



载波继电保护的原理框图

**通道与信息传输方式** 用于载波继电保护的通道共有音频、电力线载波、特高频、微波与光纤5种。目前, 传输保护信息常用调幅(AM)、调频(FM, 包括移频FSK)与脉码调制(PCM)3种方式。

(1) 调幅。最早使用的一种调制方式。技术简单但抗干扰性差, 不用于直接传输电气数据量。迄今, 在利用可靠性高与较少受环境条件影响的电力线载波通道的方向比较式与电流相位比较式纵联保护中, 传输“有-无”信息。

(2) 调频。用以传输表征电气数据量的保护信息。由于以频偏表征数据的量值, 故抗干扰性优于调幅制, 但技术比调幅制复杂。为减少量化误差, 要求调制与解调器在工作范围内非线性畸变要小。其中心频率与最大频偏取决于被传输电气数据量的动态范围与量化精度。调频为宽频带传输方式, 用频分多路(FDM)终端设备与通道传输。移频键控(FSK)的技

术要求比调频简单, 但是只能表征保护信息状态的变化, 常用于电力线载波通道与微波中继线路上实现远方跳闸与控制。

(3) 脉码调制。将模拟量的每点采样值变换为数字量, 码位根据所表征的电气数据量的动态范围与量化精度要求选定, 一般为12位(包括符号位)。脉码调制具有比较完善的多种校核手段(如固定位、奇偶、冗余码等), 抗干扰性强, 误码率低。脉码调制的保护信息可以直接由时分多路(TDM)微波终端设备经通道传输。

**发展趋势** 在20世纪50年代以前, 载波继电保护主要是利用电力线载波通道传输保护信息。70年代用于超高压输电线路的模拟式分相电流差动纵联保护, 是将本线路各端三相电流的瞬时值经微波通道传输, 分别实现综合比较。随着数字通信技术在电力系统中逐步推广使用与数字式保护技术的开发, 以脉码调制的全数字式线路纵联保护日渐成为当前新技术开发的热点, 进一步加快了全数字式纵联保护由研究到实用的速度。电力系统的主要厂、所间形成数据通信网将更为推广使用全数字式线路纵联保护提供方便条件。与此同时, 电力线载波由于通道本身衰耗小而可靠性高的特点, 在线路纵联保护中仍将继续得到广泛采用。

(张延龄)

zantai wangluo fenxiyi

**暂态网络分析仪** (transient network analyzer, TNA) 高压输电系统的一种数学物理仿真模型。主要用于电力系统中各种快速电磁暂态现象的研究, 早期亦称内过电压模拟装置。

**功能和用途** 复杂电力系统中的电磁暂态现象持续时间多在1s以内。暂态网络分析仪作为研究电磁暂态现象的工具之一, 能比较精确地模拟电力系统中各元件的电磁性能, 包括非线性特性和频率相关特性, 主要用于电力系统过电压研究, 故障暂态研究和控制暂态的研究。

**过电压的研究** 包括短时过电压、操作过电压、谐振过电压的研究, 其结果用于确定输变电设备的绝缘配合、选择过电压保护设备的参数、制定合理的运行方式。

**故障暂态的研究** 确定短路过程中电力网的各种参量变化过程, 或在模型上经过线性功率放大器接入继电保护装置, 分析校验其保护性能。

**控制暂态的研究** 直接接入快速控制装置(如可控静止无功补偿装置)的模型, 分析其在暂态过程中与电力系统的相互作用, 确定控制参数。

若不具备旋转电机的电磁模型,暂态网络分析仪便不能用来研究机电暂态过程。

**构成** 现代的暂态网络分析仪由电力系统模型和测量控制系统两部分组成。

**电力系统模型** 包括输电线路模型、电源阻抗模型、变压器模型、并联电抗器模型、避雷器模型、发电机和电源模型、静止补偿器模型及电压、电流放大器等。

(1) 输电线路模型。是三相四线的多个链形电路。模拟正序、零序电路中的电感、电阻和电容。1970年以后建成的装置还能考虑相间不平衡的电、磁耦合,以代表不换位输电线或互有耦合的双回输电线。模型中的电感元件多采用铁淦氧为铁芯,利用铁淦氧的导磁率和损耗随频率变化的特性来近似代表实际输电线正序阻抗随频率的变化特性。其近似范围可达2~3 kHz或更高。零序附加支路要模拟大地回路的电感随频率上升而减少及电阻随频率上升而增大的特性。因而采用多个电感电阻串并联支路来实现。为了满足暂态研究的需要,需取10段以上的链形电路来代表一条输电线路。

(2) 电源阻抗模型。包括发电机暂态电抗,变压器短路阻抗及等值简化网络中的电抗等。这些电抗也常用铁淦氧为铁芯,以模拟相应的实际元件阻抗的频率相关特性。

(3) 变压器模型。除模拟短路阻抗外,还有专门的非线性电感元件模拟变压器的饱和励磁特性,该元件的电压-电流特性曲线在饱和点处曲率半径很小,饱和后曲线近似水平,因而可以串入不同值的线性电感来适应各种实际变压器的饱和励磁特性。元件的损耗要求尽量小,通常都采用高导磁率、低损耗的铁磁材料(如坡莫合金)作铁芯。非线性电感元件也可用于饱和电抗器的模型中。

(4) 并联电抗器模型。它是线性电抗器。须采用电子负电阻装置补偿,才能模拟超高压电网中损耗极小的并联电抗器。

(5) 避雷器模型。大多用电子装置来实现,模型的精确程度不等,有些仅简单模拟磁吹避雷器间隙的放电电压,也有详细模拟限流间隙电弧压降的时变特性。对金属氧化物避雷器,则有两段折线简单模拟和用多段折线精确模拟其伏安特性两种。

(6) 发电机和电源模型。研究快速的电磁暂态过程(如操作过电压过程),可以将发电机模拟为恒定电抗后的恒定电动势。当电源是复杂网时,可以采用暂态等值的方法,用多个电感、电容、电阻支路来拟合电源网的频率特性。

(7) 静止补偿器模型。包括电容、电感及控制模

型,后者又有实际电力网用的控制装置和微机为基础的通用型控制装置两种。

(8) 电压、电流放大器。为研究或校验继电保护装置用。

**控制测量系统** 包括断路器模型,测量系统和控制系统等。

(1) 断路器模型。是制造电力网扰动的元件。按一定的周期重复合、分操作,使转瞬即逝的暂态现象能够在屏幕上稳定地显示出来,便于观察分析。

(2) 测量系统。包括峰值电压表、能量计、波形采集仪、绘图仪等基本设备,它们可以是数字式的或模拟量的。

(3) 控制系统。是统一测量系统、开关模型和其他可控元件(如静止补偿器)的中枢。由微型或中小型计算机实现。计算机还可作数据采集及分析之用,因而备有各种应用程序。

利用暂态网络分析仪研究过电压的统计规律或确定可控元件的最佳参数时,自动化的控制测量系统可使研究工作快速、准确。

**现状和发展** 目前,世界多国都有TNA装置。中国能源部电力科学研究院及武汉高压研究所也各有一套,属于中等规模(参见彩图插页第11页13图),建成以来,已为中国超高压电力网的设计、运行做了大量的研究工作。

迄今为止,尽管计算机数字计算程序已日臻完善,但30年代就已出现的TNA仍沿用不衰。这是因为它采用了计算机为基础的控制测量系统,提高了研究效率,另外,利用模型研究新型的控制和保护装置仍是最有效、最可靠的方法。因此,TNA装置进一步的发展趋势主要是增加设备,扩大功能,如增设发电机模型、直流换流站模型等。采用数字电路和计算机平行处理技术实现数字仿真的TNA元件和系统,建立功能更加强大的TNA,亦正在研究开发之中。

#### 参考书目

Greenwood A. Electrical Transients in Power Systems. John Wiley & Sons. 1971

Dickson J K, Hedman D E, Lewis W A, Webler R W. A New TNA Part I, Design Features Provide Versatile Capabilities. IEEE PAS, Nov./Dec. 1973

(曹昭华)

zantai wending jisuan

**暂态稳定计算** (transient stability calculation) 电力系统受到大干扰后稳定性的计算,亦称大干扰稳定计算。

电力系统暂态稳定,是指系统受到大干扰后,各同



步发电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原有运行方式的能力。所谓大干扰是指电力系统受到短路故障,切除或投入线路、发电机、负荷,发电机失磁或者冲击性负荷的作用。

暂态稳定计算在电力系统规划和运行分析中占有重要位置。它不仅为规划系统的电源布局,网络接线,无功补偿和保护配置的合理性提供电力系统暂态稳定性的校核,为制定电力系统运行规程提供可靠的依据,而且可用于研究各种提高暂态稳定的措施并为继电保护和自动装置参数整定提供依据。

一般对暂态稳定计算都作出了一些假定和规定:①假定短路故障为金属性;②不考虑短路电流中直流分量的作用并假定发电机定子电阻为零;③按给定要求选择发电机组的等价模型,并认为发电机组转速在额定值附近;④考虑负荷特性;⑤给定继电保护的动作时间,重合闸和安全自动装置的时间可以给定或者经过稳定计算选定。

暂态稳定计算的主要工具是计算机。目前实用的大型电力系统暂态稳定分析计算机软件包,可用于计算具有几千条母线和几百台机组的大型电力系统,有多种数学模型和计算方法可供用户选择,有的程序还可由用户自己定义所需要的新模型,为暂态稳定计算提供了有力的手段。

**简单电力系统暂态稳定分析** 图1示出一简单电力系统,一台同步发电机经升压变压器T1、双回输电线路W1及W2、降压变压器T2连接到无限大容量母线 $[U=C(\text{常数}), \omega=\omega_0]$ 上。若在第二回线的始端突然发生短路故障,经继电保护动作跳开第二回线两侧的断路器,对这一简单电力系统受到上述干扰后的暂态稳定可用分析法进行分析。

**等面积定则** 图1(a)、(b)、(c)分别为正常方式、故障方式、故障后方式示意图。图1(d)表示三种方式下的功率特性曲线。三种方式下的电磁功率为

$$P_t = \frac{E'U}{X_t} \sin \delta \quad (1)$$

$$P_f = \frac{E'U}{X_f} \sin \delta \quad (2)$$

$$P_r = \frac{E'U}{X_r} \sin \delta \quad (3)$$

式(1)、(2)、(3)中 $P_t$ 、 $P_f$ 、 $P_r$ 、 $X_t$ 、 $X_f$ 、 $X_r$ ,分别为正常、故障、故障后发电机的电磁功率及与无限大母线间联系电抗; $E'$ 为发电机暂态电动势; $U$ 为无限大容量母线电压; $\delta$ 为 $E'$ 与 $U$ 之间夹角。

正常时发电机运行于曲线 $P_t$ 与原动机功率 $P_r$ 的交点a,发电机功率为 $P_0$ ,对应的角度为 $\delta_0$ 。发生故障后的瞬间,同步发电机将运行在曲线 $P_f$ 与 $\delta=\delta_0$

的交点b上,不平衡功率(线段ab)使得发电机加速,角度增大到c点时( $\omega=\omega_c, \delta=\delta_c$ ),继电保护动作切除故障线路W2,则

发电机将运行在曲线 $P_r$ 与 $\delta=\delta_c$ 的交点e上。此时不平衡功率(线段de)使得发电

机减速,由于发电机的 $\omega_c > \omega_0$ ,角度将继续增加到f点( $\omega=\omega_0, \delta=\delta_m$ )。点abcd所围面积,称为加速面积,等于发电机转子在加速期间所储存的动能。点defg所围面积,称为减速面积,等于发电机转子在减速期间所释放的动能。当减速面积等于加速面积时,发电机

角度摆至最大值,这时发电机恢复到同步转速。此后,发电机的角度即开始减小。

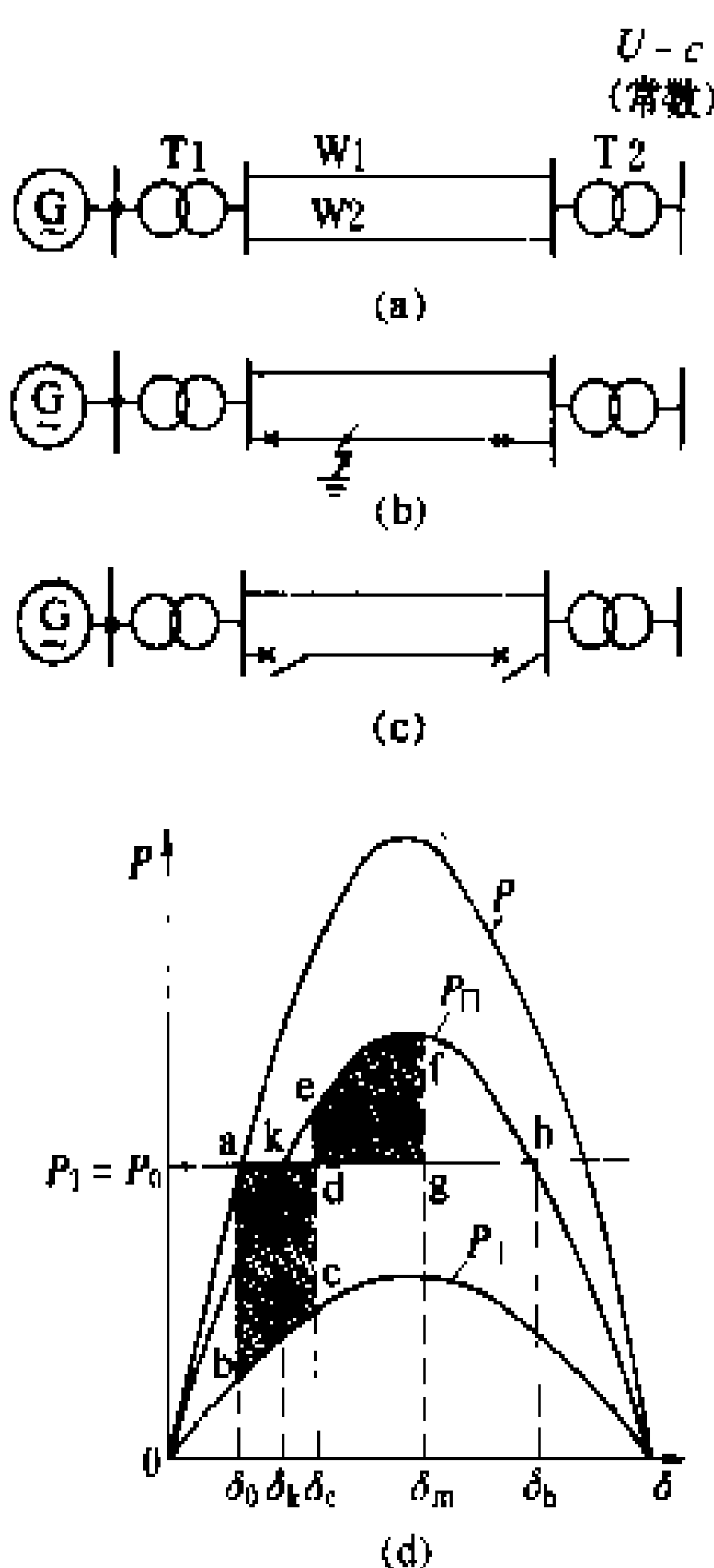


图1 简单电力系统示意图  
(a) 正常方式; (b) 故障方式;  
(c) 故障后方式; (d) 三种方式的功率特性

**极限故障切除时间** 利用等面积定则,可决定极限切除角度 $\delta_{cm}$ ,即最迟必须在到达 $\delta_{cm}$ 角度时切除故障,以便故障切除后转子恢复到同步转速 $\omega_0$ 时的最大摇摆角正好等于 $\delta_0$ (h点是 $P_r$ 与 $P_f$ 的交点或称不稳定平衡点)。此时有

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cm}} (P_r - P_{f,m} \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{cm}}^{\delta_b} (P_t \sin \delta - P_r) d\delta \quad (4)$$

可推导出

$$\cos \delta_{cm} = \frac{P_r(\delta_b - \delta_0) + P_{f,m} \cos \delta_b - P_{t,m} \cos \delta_0}{P_{f,m} - P_{t,m}} \quad (5)$$

式(5)中 $P_{f,m}$ 和 $P_{t,m}$ 是曲线 $P_f$ 和 $P_t$ 的最大值,从故障发生时刻开始到抵达极限切除角 $\delta_{cm}$ 的时间就是极限故障切除时间 $t_{cr}$ ,只有当实际故障切除时间小于极限故障切除时间时,系统才是稳定的。

**复杂电力系统暂态稳定计算** 复杂电力系统指多台同步发电机经电力网并联运行的系统。复杂电力系统的暂态稳定计算可采用数值计算和直接法两种方法。通常数值计算法的步骤是:首先确定电力系统的数学模型;然后进行初值计算;再用逐步积分法求取数值解;最后用摇摆曲线来判断系统的暂态稳定性。直接法

见暂态稳定计算李亚普诺夫直接法。

**数学模型** 复杂电力系统暂态稳定的数学模型示意图见图2。图中模型分为两大部分：网络部分和发电机、负荷等元件部分。

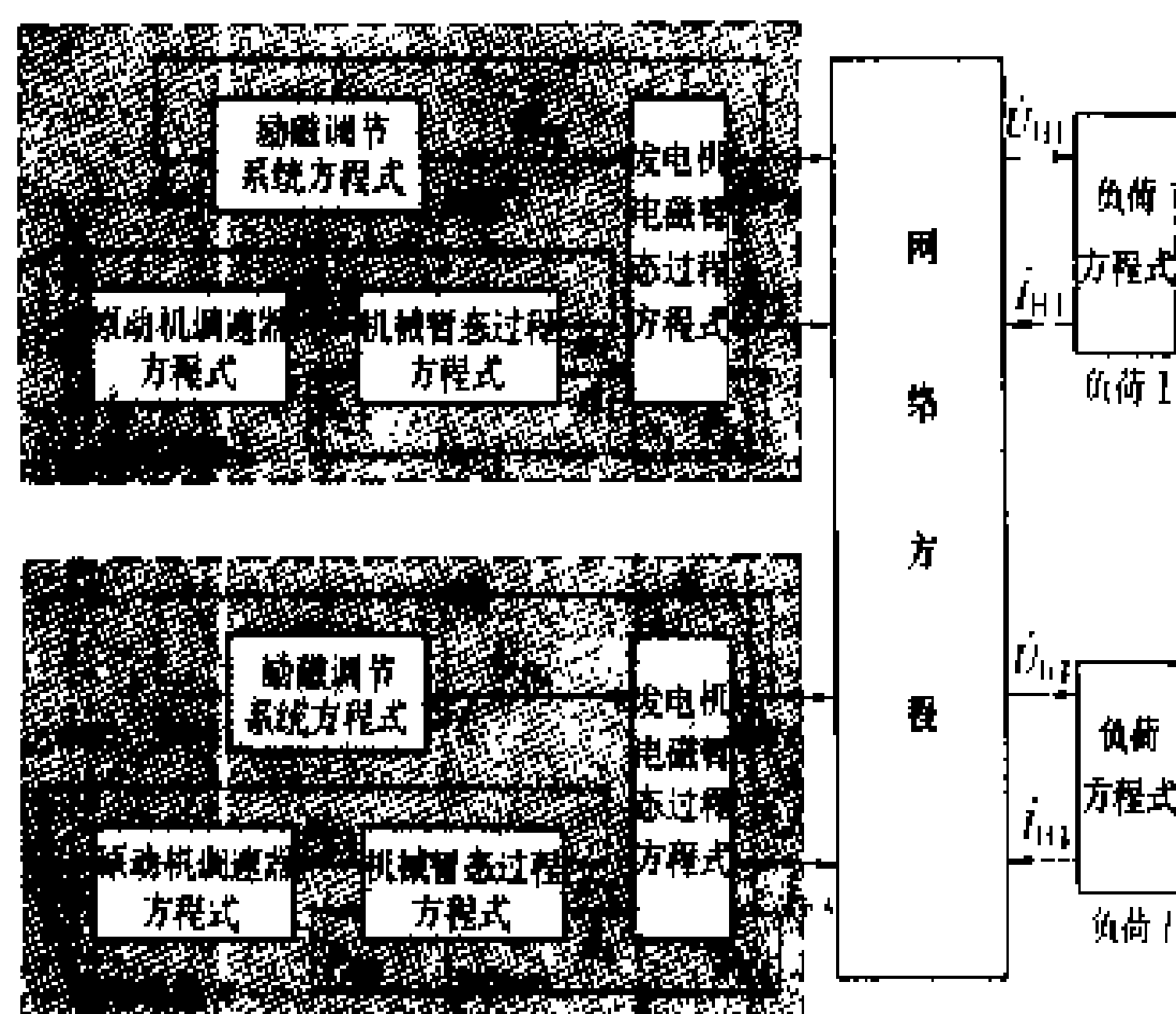


图2 复杂电力系统暂态稳定计算数学模型

网络部分包括各电压等级的输电线路和变压器，在忽略电磁暂态过程的前提下，网络方程常用节点导纳矩阵表示。具有  $n$  个节点的网络方程如下

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (6)$$

暂态稳定计算的网络方程，除了模拟正常方式外，还需模拟故障方式或操作方式，同时要对同步发电机及负荷的等值阻抗进行处理。因此，式(6)的形式和内容将根据这些信息不断变化。

元件部分的同步发电机数学模型由四组方程式构成：①发电机电磁暂态过程方程式，描述发电机内电动势(磁通)和电流的暂态变化过程(见同步电机数学模型)；②机械暂态过程方程式，描述转子角度  $\delta$  与转速  $\omega$  随原动机与发电机间不平衡功率  $(P_T - P_E)$  的暂态变化过程(见同步电机数学模型)；③励磁调节系统方程式，描述励磁调节系统的输出电压  $U_f$  随发电机端电压  $U_G$  的暂态变化过程(见励磁系统数学模型)；④原动机调速器方程式，描述原动机输出的机械功率  $P_T$  随发电机转速  $\omega$  的暂态变化过程(见原动机调速系统数学模型)。负荷的数学模型可用负荷的动态特性(见负荷动态特性)或负荷的静态特性(见负荷静态特性)来描述。总之，元件的数学模型主要是一阶微分方程组。因此，暂态稳定计算数学模型的一般形式可以写为

$$\left. \begin{aligned} \frac{dx_i}{dt} &= f_i(x_1, x_2, \cdots, x_m, y_1, y_2, \cdots, y_n) \\ (i &= 1, 2, \cdots, m) \\ 0 &= f_j(x_1, x_2, \cdots, x_m, y_1, y_2, \cdots, y_n) \\ (j &= 1, 2, \cdots, n) \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

简写为

$$\left. \begin{aligned} \frac{dX}{dt} &= f_i(X, Y, t) \\ 0 &= f_j(X, Y) \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

式(8)中  $X$  表示元件的状态变量，其阶数取决于系统中同步发电机、异步电动机及其他需要计及动态特性元件的个数及每个元件描述的精度。同步电机经典模型仅为2阶微分方程，同步电机复杂模型(包括励磁系统，调速系统)可达12~14阶以上。

$Y$  表示电力系统运行参量，即各节点电压，支路电流、有功和无功功率等。 $Y$  的阶数取决于节点数  $n$ 。

**初值计算** 根据电力系统给定运行方式的潮流计算结果，求取微分方程各状态变量初值及待定常数，称为初值计算。初值计算包括求取故障前稳态运行方式下发电机暂态电动势、转子角度、原动机的机械功率、电动机滑差和等值导纳及某些自动装置有关变量的初值。

同步电机转子角度  $\delta$  的初值  $\delta_{(0)}$ ，是初值计算的重要内容，转子角  $\delta$  是指同步电机转子  $q$  轴与公共的  $Re-Im$  (或称同步的  $X-Y$ ) 坐标系中实轴 ( $Re$ ) 之间的夹角， $Re-Im$  坐标系取决于潮流计算平衡节点的给定相位。由于同步电机电动势  $E_q$  的相量与  $q$  轴重合，因此求出  $E_q$  的实、虚部便可决定  $\delta_{(0)}$ 。设在节点  $i$  接入一台同步发电机，则  $E_{q(0)}$  可由下式求得

$$\begin{aligned} \dot{E}_{q(0)} &= \dot{U}_{i(0)} + \dot{I}_{i(0)}(R_m + jX_q) \\ &= E_{qR(0)} + jE_{qI(0)} \end{aligned} \quad (9)$$

式(9)中  $\dot{U}_{i(0)}$ 、 $\dot{I}_{i(0)}$  为已知潮流计算结果； $R_m$ 、 $X_q$  为已知同步电机参数。

式(9)的结果代入下式

$$\delta_{(0)} = \arctan \frac{E_{qI(0)}}{E_{qR(0)}} \quad (10)$$

$\delta_{(0)}$  即可求得。其他各状态变量的初值，一般通过电压平衡方程或令微分方程右端函数为零等方法均可求得。总之，每一组微分方程的状态变量初值及待定常数在暂态稳定计算之前均应为已知值。

**逐步积分法** 描述暂态稳定过程的方程组式(8)是非线性的，由于故障和操作等原因，其中有些方程中的函数还是不连续的，因此，只能用某种数值解法离散地求出与某一时间序列  $t_0, t_1, t_2, \cdots, t_m$  相对应的状

态变量和运行参数  $(x_0, y_0), (x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$ 。时间间隔  $\Delta t = t_{n+1} - t_n$  为  $t_n$  时刻的步长, 各时刻的步长一般取为相等的, 也可取为不相等的, 由选用的积分方法而定。

逐步积分法的迭代格式根据所选用的方法而异, 例如, 用改进欧拉法求解式 (8) 的递推公式为

$$\begin{aligned} \left. \frac{dx}{dt} \right|_n &= f_1(x_n, y_n, t_n) \\ x_{n+1}^{(0)} &= x_n + \left. \frac{dx}{dt} \right|_n \Delta t \\ \left. \frac{dx}{dt} \right|_{n+1}^a &= \frac{1}{2} \left[ f_1(x_{n+1}^{(0)}, y_{n+1}^{(0)}, t_{n+1}) - \left. \frac{dx}{dt} \right|_n \right] \\ x_{n+1} &= x_{n+1}^{(0)} + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{n+1}^a \Delta t \end{aligned} \quad (11)$$

而用梯形隐式积分法的递推公式是

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f_1(x_n, y_n, t_n) + f_1(x_{n+1}, y_{n+1}, t_{n+1})] \quad (12)$$

图 3 给出了用改进欧拉法的迭代步骤。

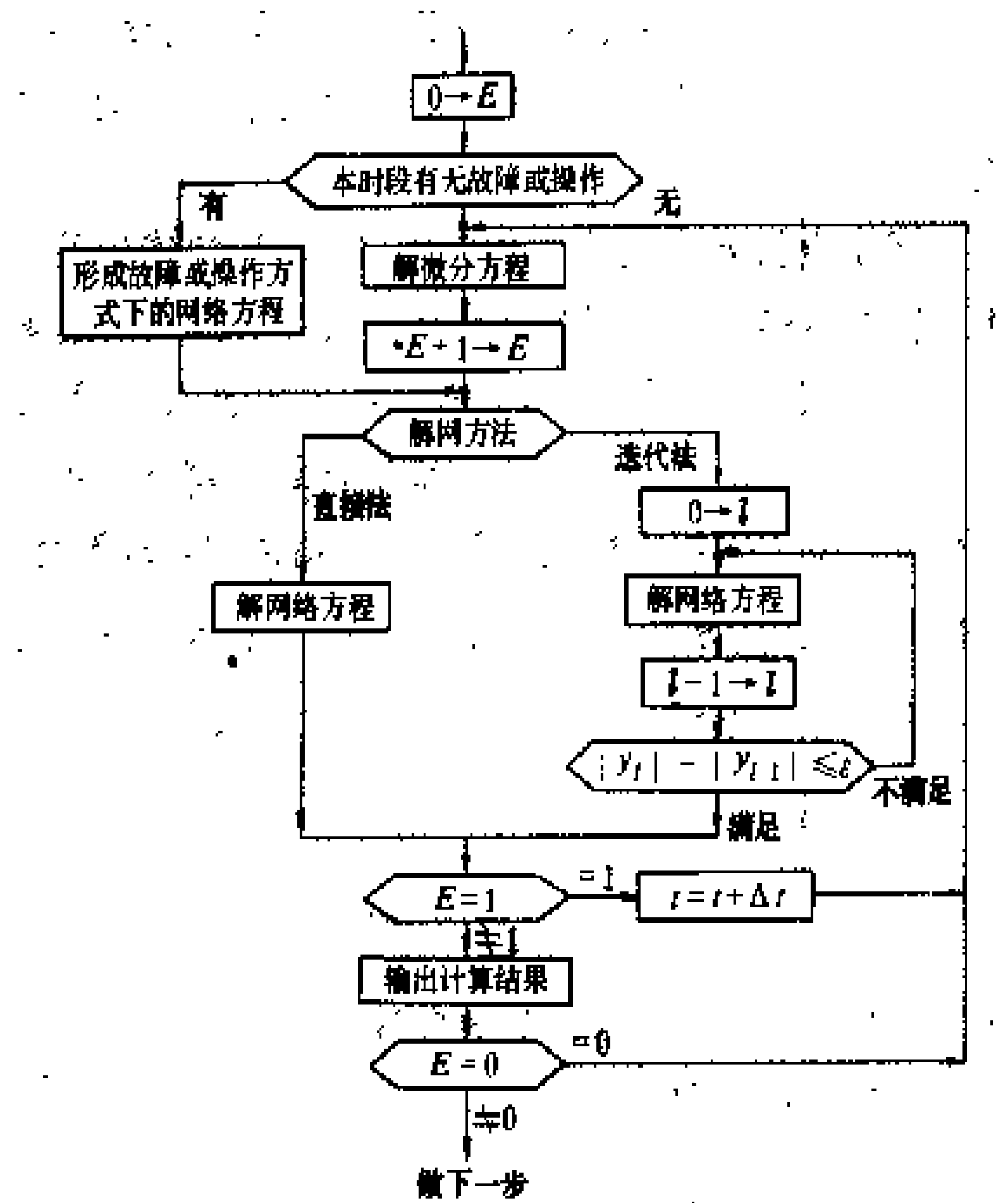


图 3 改进欧拉法的迭代步骤

**摇摆曲线** 暂态稳定计算的结果是状态变量  $X$  和运行参量  $Y$  随时间  $t$  而变化的一组曲线, 其中以参考机(常选定容量较大、离故障点较远的电机)为基准, 其他各机与参考机的转子相对角曲线称为摇摆曲线。摇摆曲线是判断暂态过程中保持同步与否的重要标志。分析摇摆曲线、找出系统的薄弱环节, 采取相应措施提高系统的暂态稳定性是计算工作的重要内容。图 4 给出了一组暂态过程中的摇摆曲线。图中曲线 1、2、3

分别对应 A、C 机组, A、B 机组, C、B 机组间相对角。

**展望** 随着电力系统的进一步发展, 大电网、大机组、超高压交直流输电为特征的现代电力系统对暂态稳定分析提出了更高的要求, 从而使暂态稳定分析的模型、算法和相应计算机程序在以下几方面不断发展。

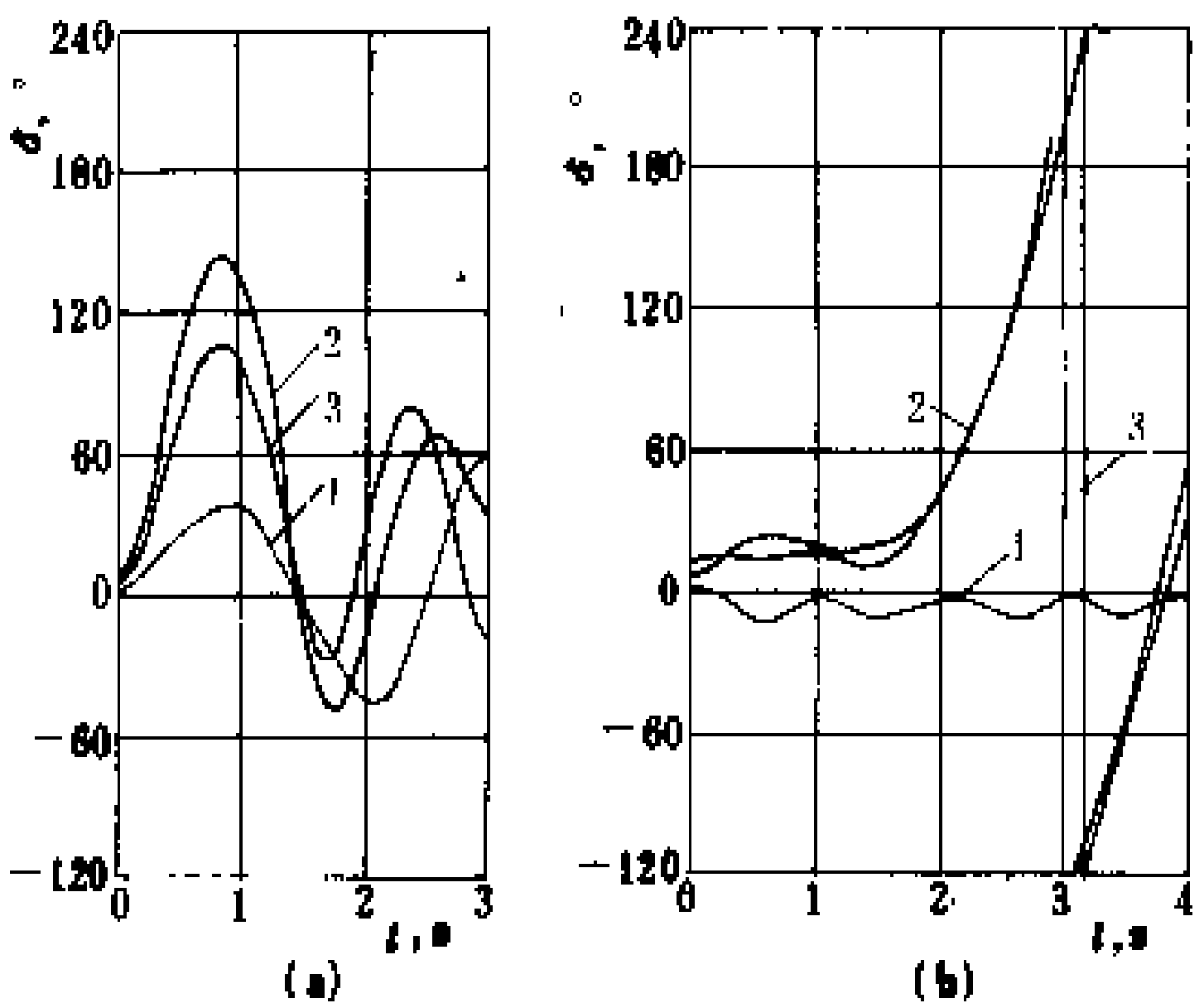


图 4 暂态稳定计算摇摆曲线  
(a) 暂态稳定; (b) 暂态不稳定

(1) 改进完善现有数值积分的暂态稳定计算程序, 重点是提高使用的方便性。充分利用计算机软硬件不断发展所提供的先进手段, 实现图形的输入和输出以及计算过程的可视化等功能。

(2) 深入研究电力系统元件的动态特性, 研制新的精度更高的数学模型。重点是负荷特性的模拟, 原动机特性的模拟和为适应较长计算过程的动态模型。

(3) 继续研究快速的暂态稳定计算方法, 并使之达到实用化的程度。

(4) 研究暂定稳定计算结果的分析方法和暂态稳定判据。研究系统暂态稳定的概率指标和相应算法。

(5) 探求计算分析电力系统暂态稳定的新理论和新方法。

(李汉香)

zantai wending jisuan Liyapunofu zhijiefaf  
**暂态稳定计算李亚普诺夫直接法** (Lyapunov direct method for transient stability study)

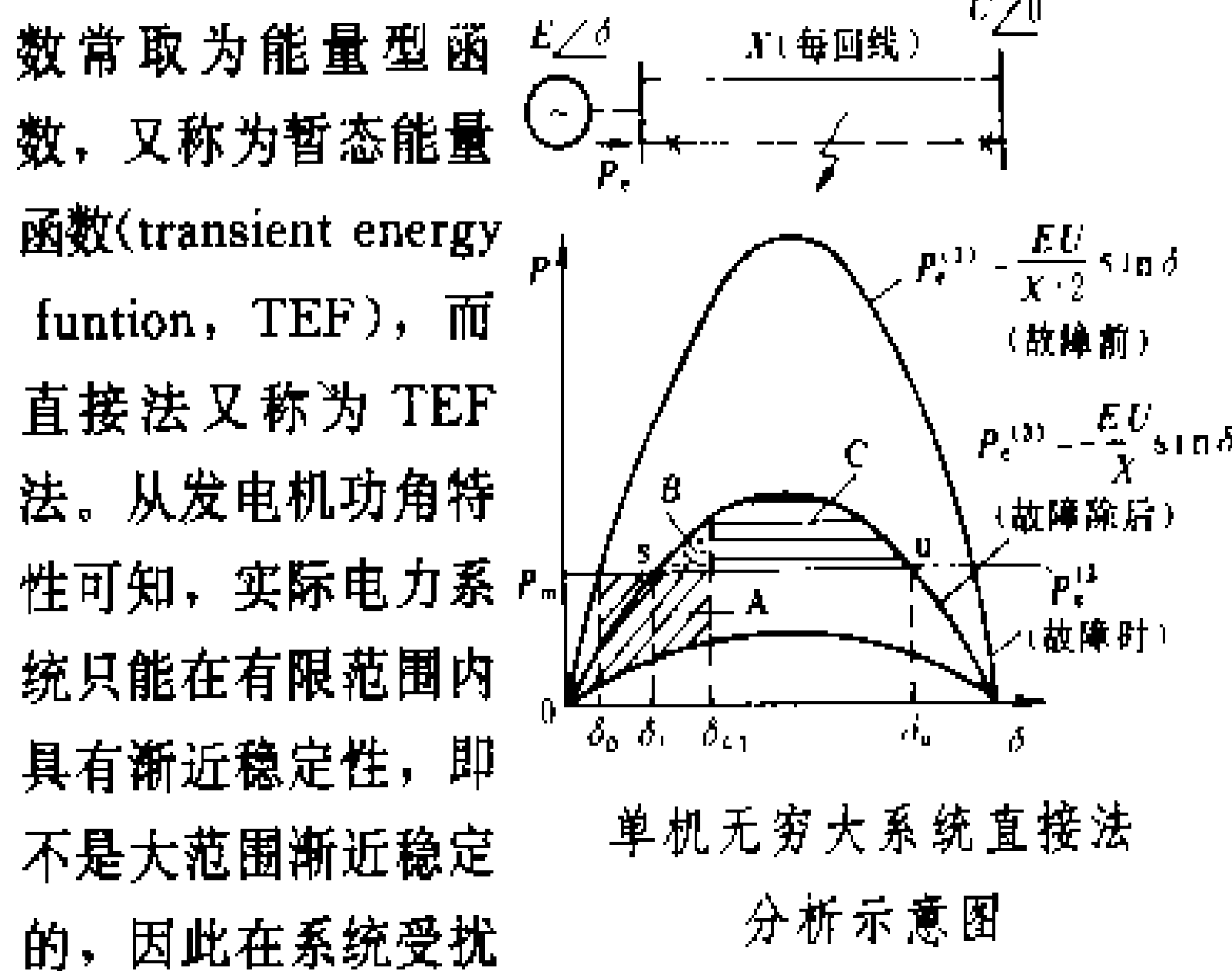
应用李亚普诺夫直接法稳定性原理分析计算电力系统暂态稳定的方法。与常规的暂态稳定计算的逐步积分法相比, 它的主要特点是利用判据快速判别稳定性并给出系统的暂态稳定域或稳定度。因此直接法可作为电力系统在线动态安全分析的工具, 对预想事故进行安全性排队, 以便采取对策(见电力系统安全分析); 直接法也可作为电力系统离线暂态稳定分析的“扫描”或者说“筛选”工具, 以便从待分析的大



量事故中快速选出最严重的情况，再用常规的暂态稳定程序进行精细模型的时域仿真分析，可大大节省工作量。

**原理** 李亚普诺夫直接法(又称“李亚普诺夫第二法”)是从经典力学的一个概念出发的,该概念认为:对于一个自由的无外力作用的动态系统,若它的总能量  $E$  ( $E>0$ ) 随时间的变化率恒为负,则系统总能量不断减少,直到最终达到一个最小值,即平衡状态,则此系统是稳定的。李亚普诺夫据此发展了一个严格的数学工具,即李亚普诺夫直接法来判断动态系统的稳定性,对于一个自由的动态系统,若能构造出一个正定标量函数  $V(X)$  [当  $X \neq 0$  时,  $V(X)>0$ ; 当  $X=0$  时,  $V(X)=0$ ;  $X$  为系统状态向量],  $V(X)$  对时间的一阶导数  $\dot{V}(X)$  负定 [当  $X \neq 0$  时,  $\dot{V}(X)<0$ ; 当  $X=0$  时,  $\dot{V}(X)=0$ ] 则当时间  $t \rightarrow \infty$  时,有  $X \rightarrow 0$ ,  $V(X) \rightarrow 0$ ,此系统在状态空间原点是渐近稳定的,并称  $V(X)$  为李亚普诺夫函数。应当指出:直接法并不要求  $V(X)$  为能量型函数,也没给出构造李亚普诺夫函数的一般方法。此外,直接法给出的是稳定的充分条件,而非必要条件,因此分析结果易具有保守性。直接法常用于非线性系统的稳定分析。

**电力系统中的应用** 将直接法用于电力系统稳定分析,李亚普诺夫函数常取为能量型函数,又称为暂态能量函数(transient energy function, TEF),而直接法又称为 TEF 法。从发电机功角特性可知,实际电力系统只能在有限范围内具有渐近稳定性,即不是大范围渐近稳定的,因此在系统受扰



后,系统暂态能量函数必存在一个临界值,称为临界能量  $V_{cr}$ ,若系统受扰后的暂态能量  $V(X)$  小于临界能量,则系统是渐近稳定的。因此,李亚普诺夫直接法用于电力系统时,需要解决的问题是:①如何构造李亚普诺夫函数;②如何确定系统临界能量,以便据此确定系统的渐近稳定域和受扰系统的稳定裕度。

**单机无穷大系统中的应用** 对于单机无穷大系统(见图),设发电机采用经典二阶模型,则转子运动方程为(标么值)

$$\left. \begin{aligned} M \dot{\omega} &= P_m - P_e \\ \dot{\delta} &= \omega \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中  $M$  为发电机惯性时间常数;  $\omega$  为发电机转速与同

步速的偏差;  $\delta$  为发电机转子角;  $P_m$  为发电机的输入机械功率,设为常数;  $P_e$  为发电机的输出电磁功率,  $P_e = (EU/X_e) \sin \delta$ ,  $X_e$  为发电机电势  $E \angle \delta$  ( $E$ =常数)和无穷大母线的电压  $U \angle 0^\circ$  ( $U$ =常数)间的系统等值电抗(设电阻为零)。图中的  $P_e^{(1)}$ 、 $P_e^{(2)}$ 、和  $P_e^{(3)}$  分别对应于故障前、故障时、故障切除后的系统等值电抗。

为分析扰动后系统的稳定性,定义此系统的暂态能量函数  $V$  为

$$V = V_k + V_p \triangleq \frac{1}{2} M \omega^2 + \int_{\delta_0}^{\delta} (P_e^{(3)} - P_m) d\delta \quad (2)$$

式中  $V_k$ 、 $V_p$  分别为暂态动能和暂态势能,  $\delta_0$  为故障切除后系统的稳定平衡点(SEP)相应的发电机转子角,它作为势能量度的参考点。根据转子运动方程和系统功角特性可以证明故障切除瞬间,发电机转子的动能  $\frac{1}{2} M \omega_{cl}^2$  (下标表示“故障切除时”)等于图中的加速面积  $A$ ; 系统的势能  $\int_{\delta_0}^{\delta_{cl}} (P_e^{(3)} - P_m) d\delta$  等于图中的面积  $B$ ,从而系统在故障切除时的总能量  $V_{cl}$  等于面积  $(A+B)$ 。

如果取系统临界能量  $V_{cr}$  为

$$V_{cr} = V_p|_{\delta=\delta_u} = \int_{\delta_0}^{\delta_u} (P_e^{(3)} - P_m) d\delta \quad (3)$$

式中  $\delta_u$  为系统不稳定平衡点(UEP)相应的发电机转子角,则可证明  $V_{cr}$  的值等于图中的面积  $(B+C)$ 。它反映了以  $\delta_0$  为参考点时系统的最大减速面积,即最大的吸收动能的本领或者说最大势能。比较  $V_{cl}$  及  $V_{cr}$  可以判别稳定性,即

- $V_{cl} > V_{cr}$  (面积  $A > C$ ) 系统失稳
- $V_{cl} = V_{cr}$  (面积  $A = C$ ) 系统临界
- $V_{cl} < V_{cr}$  (面积  $A < C$ ) 系统稳定

对单机无穷大系统而言,直接法和暂态稳定分析的等面积准则完全一致,同时可以用  $(V_{cr} - V_{cl})$  作为系统稳定裕度的标志。由于直接法只要通过仿真得到发电机在故障切除时的  $\delta_{cl}$  和  $\omega_{cl}$ ,即可进行稳定判别,这比常规时域仿真得到转子摇摆曲线后再判别稳定速度要快得多,而且可以给出稳定度,以进行事故排队。

**多机系统中的应用** 将直接法用于多机电力系统暂态稳定分析,一般采用经典发电机模型,忽略励磁系统和调速系统的动态,网络部分设由线性元件组成,负荷为恒定阻抗模型。系统暂态能量函数通常采用惯量中心(center of inertia, COI)坐标。

对于一个  $n$  机系统, 其惯量中心的角速度  $\omega_{\text{COI}}$  及等值转子角  $\delta_{\text{COI}}$  定义如下

$$\left. \begin{aligned} \omega_{\text{COI}} &\triangleq \left( \frac{\sum_{i=1}^n M_i \omega_i}{M_T} \right) \\ \delta_{\text{COI}} &\triangleq \left( \frac{\sum_{i=1}^n M_i \delta_i}{M_T} \right) \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

式中  $M_T = \sum_{i=1}^n M_i$ , 从而惯量中心的运动方程为

$$\left. \begin{aligned} M_T \dot{\omega}_{\text{COI}} &= \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \triangleq P_{\text{COI}} \\ \dot{\delta}_{\text{COI}} &= \omega_{\text{COI}} \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

COI 坐标下各发电机的转速  $\tilde{\omega}_i$  和转子角  $\theta_i$  定义为

$$\left. \begin{aligned} \tilde{\omega}_i &\triangleq \omega_i - \omega_{\text{COI}} \\ \theta_i &\triangleq \delta_i - \delta_{\text{COI}} \quad (i=1, 2, \dots, n) \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

可以证明:  $\sum_{i=1}^n (M_i \tilde{\omega}_i) = 0$ ,  $\sum_{i=1}^n (M_i \dot{\theta}_i) = 0$ 。则 COI 坐标下发电机的转子运动方程为

$$\left. \begin{aligned} M_i \ddot{\theta}_i &= P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{\text{COI}} \\ \dot{\theta}_i &= \tilde{\omega}_i \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

进一步定义故障切除后系统 COI 坐标下的暂态能量函数为

$$\begin{aligned} V &= V_k + V_p = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 \\ &+ \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i}^{\theta_u} \left( P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{\text{COI}} \right) d\theta_i \end{aligned} \quad (8)$$

并取临界能量近似为

$$\begin{aligned} V_{cr} &= V_p|_{\theta=\theta_u} \\ &= \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i}^{\theta_u} \left( P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{\text{COI}} \right) d\theta_i \end{aligned} \quad (9)$$

式 (9) 中  $\theta_u$  为故障后系统相关不稳定平衡点 (relevant unstable equilibrium point) 的转子角向量。所谓相关不稳定平衡点 (RUEP) 是系统众多不稳定平衡点中一个与故障位置、类型等因素有关、反映系统实际失稳模式的不稳定平衡点。采用 COI 坐标相对采用同步坐标的优点是把暂态能量中系统惯量中心的运动能量校正掉。由于这一部分能量对系统失步无作用, 故采用 COI 坐标更合理, 有助于克服直接法的保守性。

应当指出, 在单机无穷大系统中系统失稳时, 其发电机转子角  $\delta$  必然严格经过 UEP 而失步, 且在 UEP 处同时达到势能最大值 (对应最大减速面积), 该势能是临界势能的准确值。由此产生了多机系统进行直接法暂态分析的三种主要途径, 即①基于相关不稳定平衡点 (RUEP) 求解的 RUEP 法; ②基于最大势能搜索的 PEBS (potential energy boundary surface) 法; ③

基于单机无穷大等值的 EEAC (extended equal area criterion) 法。

RUEP 法要求判别系统失稳模式, 并解出相应的 RUEP, 据式 (9) 计算  $V_{cr}$  的近似值。其缺点是失稳模式判别较困难; 求解 RUEP 的收敛性和速度问题较大; 式 (9) 积分计算与路径有关, 要作“线性路径”假定, 会引起误差; 以及用 RUEP 的  $V_p$  作为  $V_{cr}$  有一定误差。

PEBS 法要求快速计算系统持续故障条件下的转子运动轨迹  $\delta(t)$ , 计算相应势能, 直到  $V_p \rightarrow \max$ , 并取  $V_{cr} \approx V_{p, \max}$ 。其缺点是用持续故障轨迹上的  $V_{p, \max}$  作为  $V_{cr}$ , 会引起误差; 当轨迹病态时可能误把  $V_p$  局部最大值判为全局最大值; 以及要求计算系统持续故障下轨迹, 略费机时。

EEAC 法要求判别系统失稳模式, 并将系统等值为单机无穷大系统, 再用等面积准则判别稳定。其缺点是失稳模式判别困难; 作单机无穷大等值时采用的假定会引起误差; 对元件模型的适应能力较差, 但计算速度极快。

上述三种途径各有优缺点, 都在进一步完善之中, 并主要用于系统受扰后转子第一摇摆暂态稳定分析。

**研究概况** 稳定性分析的李亚普诺夫直接法是在 1892 年提出的, 但从控制理论的角度将李亚普诺夫直接法用于多机电力系统稳定分析则在五六十年代。初期的研究结果相当保守, 难以实用。1979 年采用了 RUEP 概念, 在经典发电机模型下, 对多机系统暂态分析得到了和时域仿真接近的精度。进入 80 年代由于直接法进一步发展, 在 80 年代后期, 已用于电力系统动态安全监控。目前研究工作主要侧重以下方面: ①开发用 RUEP 法、PEBS 法及 EEAC 法进行暂态稳定分析的通用软件, 应用于在线动态安全分析, 或在离线稳定分析中作“扫描”工具; ②模型完善, 如计及励磁系统动态、发电机采用高阶模型或  $E_q'$  恒定模型、计及直流输电模型、计及负荷特性及网络结构保留等等; ③改善计算方法、计算速度, 使之实用化; ④采用分解-集结方法或引入矢量 (或加权) 李亚普诺夫函数将直接法用于大规模电力系统; ⑤将直接法推广用于失步检测、稳定控制、稳定灵敏度分析、稳定极限计算等新的应用领域中去; ⑥在实际电力网中, 在恶劣条件下 (如多大区联网, 重负荷工况等) 对直接法进行考验以确保其可靠性; ⑦将并行计算技术、专家系统等引入直接法, 进行智能化快速稳定分析等等。可以预计, 直接法将在电力系统暂态分析中和时域仿真法结合得到进一步发展。

#### 参考书目

邵洪洋, 电力系统稳定性的直接法分析, 北京: 水



利电力出版社, 1991

Fouad A A, Vittal V. Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method. Prentice Hall Inc, 1992

(倪以信)

zhendang jielie zhuangzhi

**振荡解列装置 (out-of-step splitting device)**

见电力系统自动解列装置。

zhengliuxing jidianqi

**整流型继电器 (rectifier based relay)**

将交流量经整流变成直流量, 由直流反应元件执行输出的保护继电器。整流型继电器由互感器、交流量的综合和处理网络以及直流高灵敏执行元件构成。

**执行元件类别** 高灵敏执行元件有极化继电器和磁电型继电器。

**极化继电器** 属于电磁型直流继电器。见图 1 (a), 带触点的可动衔铁在由永久磁铁提供的极化磁通  $\phi_1$ 、 $\phi_2$  和外施电流产生的工作磁通  $\phi_w$  的相互作用下动作。图 1 (a) 所示磁路是所谓的差动磁路, 其工作原理如下: 在气隙  $l_1$  中,  $\phi_1 = \phi_w + \phi_{p1}$ , 在气隙  $l_2$  中,  $\phi_2 = \phi_w - \phi_{p2}$ 。图 1 (a) 中所表示衔铁 (连同触点系统) 是

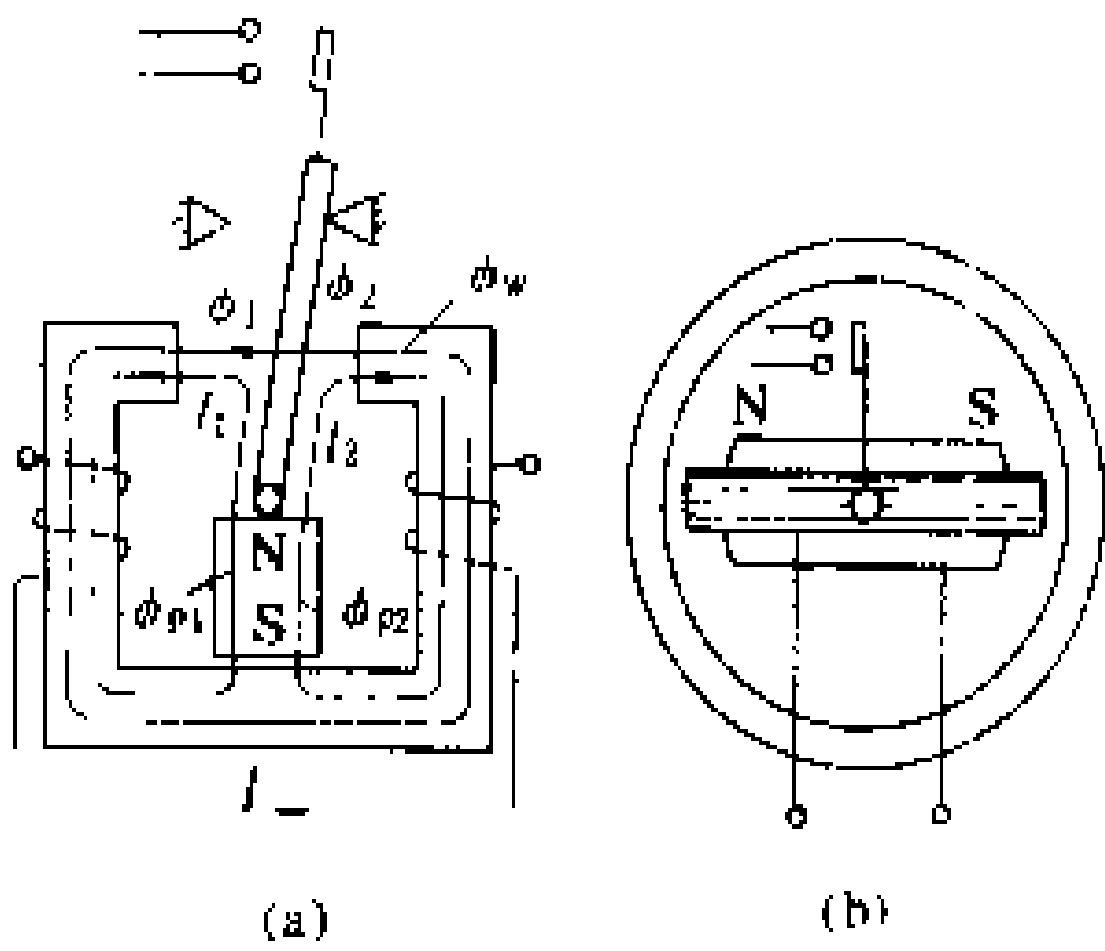


图 1 执行元件

(a) 极化继电器; (b) 磁电型继电器

调整到偏离磁路中心线的右侧。在不通电时,  $\phi_2 > \phi_1$ , 触点打开。当线圈中有箭头所示电流时,  $\phi_1$  因  $\phi_w$  与  $\phi_{p1}$  方向相同而增加,  $\phi_2$  则因  $\phi_w$  与  $\phi_{p2}$  方向相反而减少, 两者的结果是使衔铁吸向左侧, 触点闭合; 当电流反向时,  $\phi_1$  减少  $\phi_2$  增加, 衔铁倒向右侧, 故继电器的动作有极性。如衔铁调整在磁路的中心线上, 则衔铁可根据电流的方向向两个方向动作。

极化继电器有很高的灵敏度。用于整流型继电器时, 触点间隙调整在 0.2~0.4 mm 左右, 动作功率为  $10^{-4}$ W 级, 动作速度快, 但返回系数较低, 约 0.4。

**磁电型继电器** 如图 1 (b) 所示, 它实质上是一

个带触点的直流微安表。图 1 (b) 是内磁式结构。动作转矩可表达为  $M=kI$ , 当电流反向时  $M$  为负, 故有极性。动作功率可低至  $10^{-6}$ W 级, 缺点是动作速度不高。

**交流量的综合和处理** 交流量变成执行元件的动作信号以前, 往往要经过互感器变换和交流量的加减等环节。

**互感器变换** 其目的是将额定值 100 V (相对地 57.7 V) 和 5 A (或 1 A) 的电压、电流互感器二次电压和电流变成适合于整流电路工作的低电压, 同时实现装置内部电路和外部电路间电的隔离。

互感器的种类包括: ①电压互感器。②电流互感器。采用闭合铁芯, 在二次侧输出端接入一固定的低值电阻, 电阻上电压则表示输入电流量。这种传变方式有很好的线性关系, 且能正确反应短路电流的非工频分量。③电抗互感器。采用有较大气隙的铁芯, 用二次感应电压表示输入电流量, 输出电压与输入电流的相位差约  $90^\circ$ , 一般两者只能在一定的电流范围内保持线性关系, 输入电流中的高次谐波成份将被放大, 从而使传变的波形发生畸变, 但能有效滤除短路电流中的非周期分量。

**交流量的加减** 利用有两个或两个以上一次绕组的电流互感器、有两个或两个以上一次线圈的电抗互感器, 可以方便地实现电流的相加或相减; 利用几个互感器输出端同极性或反极性串联, 也可以方便地实现所要求的交流量的加减。例如电压  $\dot{U}_{AB} - (\dot{I}_A - \dot{I}_B)Z_Y$  可由电压互感器二次电压  $\dot{U}_{AB}$  和一个一次绕组分别接入  $\dot{I}_A$  和  $-\dot{I}_B$  的电抗互感器二次电压  $(\dot{I}_A - \dot{I}_B)Z_Y$  反极性串联而得。

**裂相** 将单相电压变成三相电压然后整流, 以减小高灵敏执行元件触点的抖动。常见的裂相接线如图 2 所示。R1C1 支路的阻抗角为  $-30^\circ$ , R2C2 支路的阻抗角为  $-60^\circ$ 。无负载时, a、b、c 三点构成对称的三角形电压。实际应用中的另一种方式是, 不采用裂相而采用整流滤波回路, 以降低输出直流电压中的交流分量, 改善继电器的动作性能。

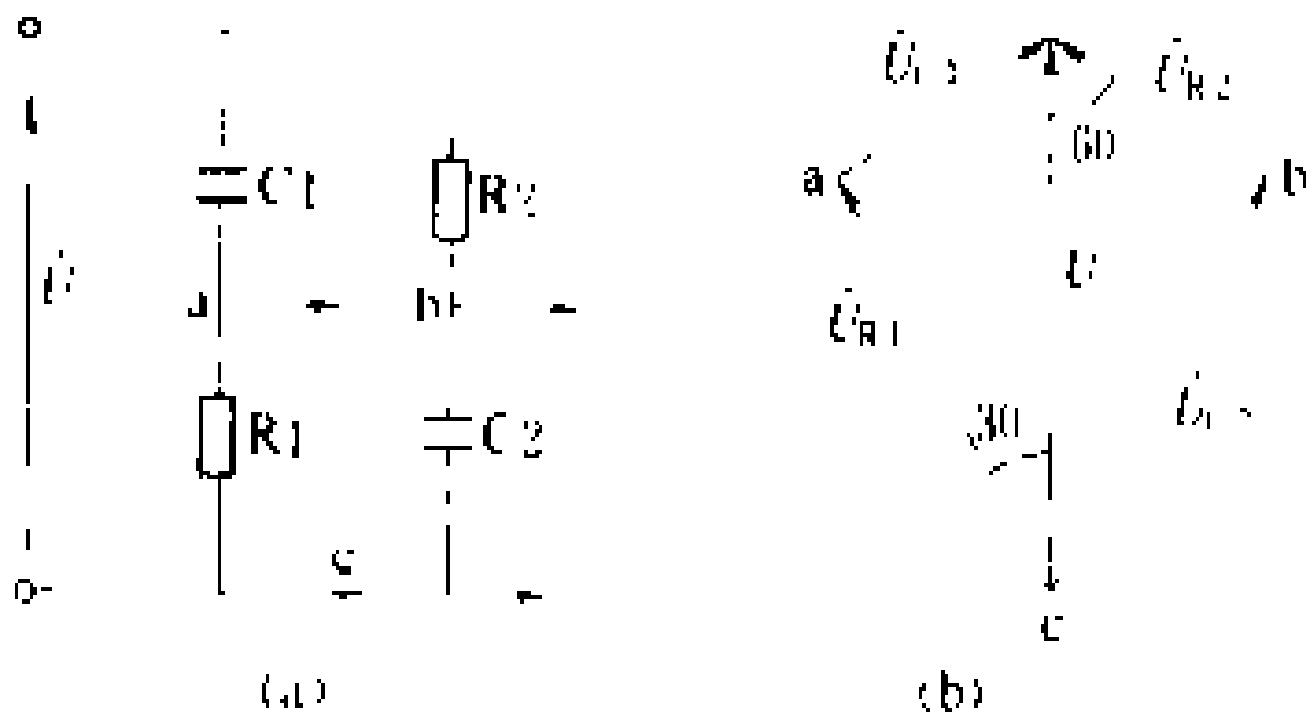


图 2 裂相回路

(a) 原理接线图; (b) 相量图



**整流型继电器电路** 概括如下 4 点。

反应一个量的继电器 通常是高内阻低定值继电器（如各种相序电流、相序电压继电器），其构成框图如图 3（a）。其中：1 为各相小型互感器；2 为信号综合和处理网络；3 为整流桥及其平滑滤波回路；4 为执行元件。继电器动作值的调节一般用分压的方法改变互感器二次输出电压实现。

两个交流量的绝对值比较 通常用于阻抗继电器、功率方向继电器和差动继电器，图 3（b）为环流法接线，图 3（c）为均压法接线。图中  $r_1$ 、 $r_2$  为附加电阻，在环流法中用以提高执行元件上获得的电压，同时减少比较回路的时间常数，提高继电器的动作速度；在均压法中则用以构成必要的电流通路。按图中所示执行元件的极性，电路的动作条件是  $|\dot{A}| \geq |\dot{B}|$ 。继电器特性由  $|\dot{A}| = |\dot{B}|$  导出。

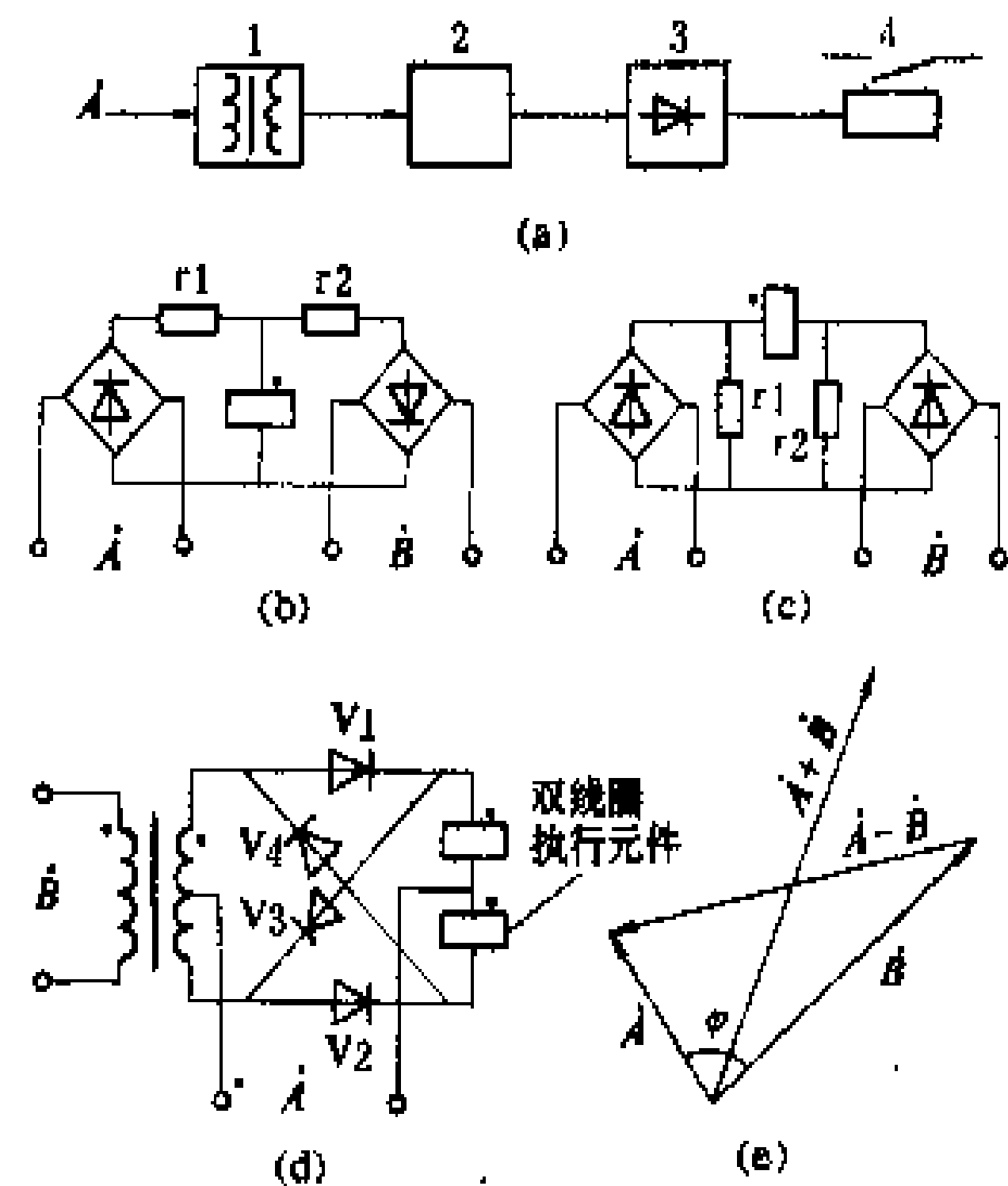


图 3 整流型继电器电路

(a) 一个量继电器框图；(b) 绝对值比较环流法；(c) 绝对值比较均压法；(d) 环形调制器；(e) 绝对值比较和相位比较的互换

两个交流量的相位比较 广泛用于整流型继电器中。比较两个交流量相位的环形调制器如图 3（d）所示。电压互感器二次侧有完全对称的中心抽头。四个二极管  $V_1 \sim V_4$  随输入电压  $\dot{A}$  与  $\dot{B}$  的瞬时绝对值孰大孰小面轮流导通。如  $|\dot{A}| > |\dot{B}|$ ，当  $\dot{A}$  为正时  $V_1$ 、 $V_2$  导通  $V_3$ 、 $V_4$  截止， $\dot{A}$  为负时  $V_3$ 、 $V_4$  导通  $V_1$ 、 $V_2$  截止。由电压  $\dot{A}$  注入执行元件的电流大小相等方向相反，其作用为零。电压  $\dot{B}$  只能经导通的二极管通路向执行元件注入动作（或制动）电流。如  $|\dot{B}| > |\dot{A}|$ ，当  $\dot{B}$  为正时， $V_1$ 、 $V_3$  导通  $V_2$ 、 $V_4$  截止， $\dot{B}$  为负时， $V_2$ 、 $V_4$  导通  $V_1$ 、 $V_3$  截止，此时电压  $\dot{A}$  提供执行元件的动作（或制动）电流。当  $\dot{A}$ 、 $\dot{B}$  瞬时极性相同时，执行元件中注

入动作电流；瞬时极性相反时，执行元件中注入制动电流。在  $\dot{A}$ 、 $\dot{B}$  相差  $90^\circ$  的临界情况下，执行元件中流过正负对称交变电流，而一个工频周期内的平均值为零。 $\dot{A}$ 、 $\dot{B}$  相角大于  $90^\circ$  时，执行元件中一个工频周期内电流的平均值为负，小于  $90^\circ$  时则反之。用具有极性的直流高灵敏执行元件，即可反应  $\dot{A}$  和  $\dot{B}$  的相角是大于或小于  $90^\circ$ 。环形调制器可以构成动作临界相角为  $90^\circ$  的距离继电器、功率方向继电器和差动继电器等。

绝对值比较和相位比较的等效互换 在临界相角为  $\pm 90^\circ$  的特定情况下，绝对值比较回路和相位比较回路可以等效互换，且构成同一特性的继电器，其原理见图 3（e）。当  $\dot{A}$ 、 $\dot{B}$  具有任意幅值和任意相角时， $|\dot{A} + \dot{B}| \geq |\dot{A} - \dot{B}|$ ，完全等价于  $270^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ 。

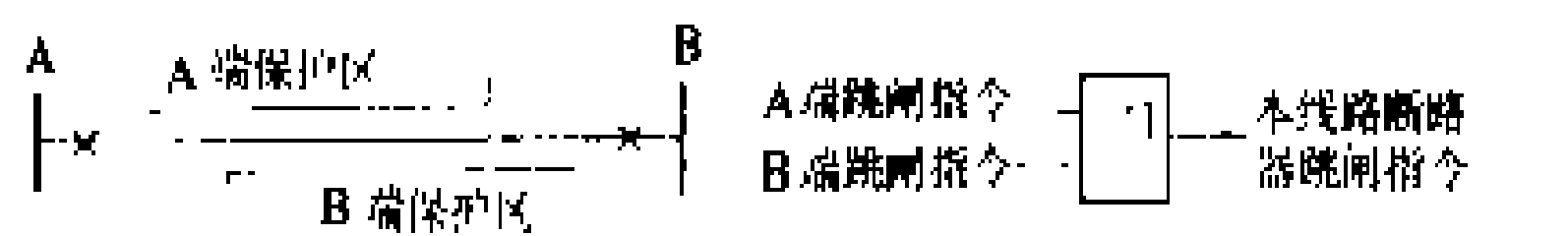
（刘金铎）

zhijie tiaozhashi baohu

**直接跳闸式保护**（direct intertripping protection system） 经通道传输远方跳闸指令使指定对象的断路器跳闸的保护。直接跳闸式又称远方跳闸式以区别于本地的联锁跳闸方式，当指定对象接收该跳闸指令后不附加其他判据即直接使断路器跳闸。

用途 主要有本线路两端相互直接跳闸、相邻线路对端远方跳闸与远方控制指定对象跳闸三方面。

(1) 本线路两端相互直接跳闸。当判定为被保护线路区内故障的一端保护（欠范围式）动作后向各端发出断路器跳闸指令，接收端在收到跳闸指令，不再经其他任何控制，立即执行，以断开线路故障，为方向比较式纵联保护的一种类型，在有的超高压电力网中得到应用，如图所示为原理示意图。



欠范围相互直接跳闸式纵联保护原理示意图

(2) 相邻线路对端远方跳闸。保护动作发出跳闸指令使相邻线路对端的断路器跳闸，以断开电源。实际应用这种保护式的情况主要有：采用变压器高压侧无断路器的线路变压器接线方式，当变压器差动保护动作后，同时送出远方跳闸指令使线路对端的电源侧断路器跳闸； $1 \frac{1}{2}$  断路器母线接线方式变电所的中间断路器拒动时送出远方跳闸信号使相邻线路对端的断路器远方跳闸；直接接到线路上的超高压并联电抗器内部故障，保护动作后除断开本侧断路器外还同时送出远方跳闸信号使远端线路断路器跳闸等。



(3) 远方控制指定对象跳闸。主要用于维持电力系统的安全与稳定运行,避免电力系统崩溃造成系统大面积停电。例如当重要的超高压线路故障时,在线路保护装置动作的同时,或当线路重合闸失败后,发出相应的远方跳闸指令,紧急限制电力系统中有关电厂的出力(切机)或限制负荷(切负荷),或者在预定的解列点实现电力系统解列等。这种远方跳闸与控制属于电力系统保护即安全自动装置的范畴,是实现电力系统安全控制必不可少的技术手段。

**主要类型** 依远方跳闸指令的形式及其传输通道不同分为移频式与数字式两种类型。①移频式。用于电力线载波与频分多路微波通道。②数字式。用数字微波通道传输编码的远方跳闸指令,具有高度的安全性。

**安全性评价** 如果利用电力线载波通道传输直接跳闸命令,为避免由于各种可能引入的强干扰引起接收侧误收跳闸命令而产生误动作,宜增设由可靠反应电力系统状态变化的就地判据予以监控,即实现“与”方式跳闸,以提高其动作安全性。

(张廷龄)

zhilv jisuantai

**直流计算台** (DC network analyzer) 一种简单的电力系统专用计算工具,主要用于短路电流计算。

直流计算台上的输电线路、变压器、电抗器的电抗都以电阻来模拟,发电机电势以直流电源来代替。直流计算台上的电阻被分成许多段,每段的电阻值都可以用旋钮调整,可以根据电力系统的接线图连接各段电阻组成电力系统模型。直流计算台上还有电流表和电压表,用于量测各支路的电流和各节点的电压。它的主要用途是计算电力系统的短路电流,也可以用来求互阻抗,是一种简单直观、使用方便、取得结果迅速的计算工具。20世纪60年代以来,电子数字计算机开始广泛应用于电力系统计算。由于数字计算机可以计算很大规模的电力系统的短路电流和潮流分布,可以得到精确的结果,并且打印成表格或显示在终端上,其优点是直流计算台无法比拟的,因此,现在已很少使用直流计算台。

**参考书目**

阿扎里也夫著,电力系统的数学模拟,韩祯祥等译,北京:中国工业出版社,1965

(顾永昌)

zhiliu shudian

**直流输电** (DC transmission) 以直流方式实现电能传输的技术。直流输电与交流电力系统相

互配合,发挥各自特长,成为当代电力系统中的一个有特殊作用的环节。直流输电在技术上得到不断更新和发展,它的应用具有广阔的前景。

直流输电近年来在世界上得到迅速发展,到1990年已有42项工程建成,总容量达30GW左右。其中在中国相继建成了100kV、500A舟山海底电缆送电实验性工程和±500kV葛洲坝—上海直流输电工程。估计今后10年内全球直流输电的总容量将达到50GW以上。

现代直流输电采取交流-直流-交流的换流方式,即送端交流电经整流成为直流电,通过直流输电线路送到受端,再经逆变又转换为交流电供使用。直流输电换流器一般用晶闸管阀(也称可控硅阀)构成三相桥式换流电路,也称换流桥。一个换流桥加上配套的换流变压器、控制系统、过电压和过电流保护、开关设备及其他辅助设备构成六脉动(也称六脉波)换流单元。两个相位差30°基波电角度的六脉动换流桥组成为十二脉动换流单元。若干个换流单元加上配套的平波电抗器、交直流侧谐波滤波器、单元之间的控制以及其他辅助的技术设施成为换流站。换流站接于直流线路的两端成为两端直流输电系统。当今,直流输电系统的构成方式已开始从两端发展为多端。整流和逆变两套换流设备合建在一个站内,则成为两个交流系统之间的背靠背直流耦合系统。

直流输电的发展历史、现状和趋势可以从创始与发展、机理与构成、特点与应用、研究与前景等几个方面加以阐述。

## 创 始 与 发 展

直流输电的形成与发展过程大致可以分为移植尝试、探索研究、重新兴起和迅速发展四个时期。

**移植尝试时期** 这个时期约在20世纪30年代以前。19世纪初发展起来的电报实现了电信号的有线传输。虽其电流微弱,但启迪人们移植于电力传输。法国物理学家德普勒曾提出:如果输电电压足够高,即使沿着电报线路也可能将较大的功率输送到较远的用电地点。1882年,他利用米斯巴赫煤矿直流发电机,以1500~2000V电压沿着57km的电报线路,把电力送到在慕尼黑举办的国际展览会上,完成了第一次直流输电试验,也是有史以来第一次取得成功的输电试验。

1889年瑟瑞(Thury)用直流发电机串联组成瑟瑞方式高压直流电源,受端电动机也是采用串联方式运行的。当时,直流输电电压、功率和距离曾分别达到125kV、20MW和225km。但是高电压大容量直流电机的换向有困难,而且直流电机串联运行操作比较复杂,可靠性不高。因此,在当时直流输电的发展受到了





限制。

19 世纪末,人们逐步掌握了交流电原理,并研制成功了三相交流发电机、变压器和感应电动机。在当时情况下,交流电无论在发电、变压、输送、分配和用电等方面都比较方便、经济和可靠,电力的生产和使用逐渐由交流替代了直流。

**探索研究时期** 这个时期大约在 20 世纪 30~40 年代。在此时期内,探索用各种方法和器件形成的换流器,替代直流电机作为直流高压电源。

当时,直流输电虽由于缺少可靠的换流设备影响了其发展,但毕竟有着交流输电所不能替代的特点。最主要的是:直流输电的输电容量和距离不受两端交流电力系统同步运行稳定性的限制。因此,美国、德国、瑞典等国的科学家和工程师仍继续研究直流输电技术,不断进行探索。

1901 年发明的汞弧整流管可用于整流。1928 年有栅极控制的汞弧阀问世,使逆变得以实现。其间还出现过用同步的机械开关进行换流的麦克斯型装置等设备。终于研制成功可供工程实用的单阳极栅控汞弧阀,也相应建成了 8 项探索性直流输电工程,为直流输电再次兴起作好了准备。

**重新兴起时期** 这个时期大约为 20 世纪 50~60 年代。世界上第一个工业性直流输电工程于 1954 年建成,从瑞典本土经海底电缆向哥得兰岛送电,其额定直流电压、容量和电缆长度分别为 100 kV、20 MW 和 95 km。这个工程的成功引起了不少电力工业发达国家的兴趣和重视。在此时期中,相继建设了十多项直流输电工程,其中绝大部分工程采用汞弧阀,而且几乎都是含有电缆线路(既有海底电缆,也有地下电缆)的输电工程。

电缆线路用于直流比用于交流有更显著的优点。同样大小的电压,直流的绝缘材料省,而且无稳态基频电容电流占用电缆芯线截面积。

汞弧阀在运行中会发生逆弧,而且需要真空技术装备和复杂的温度控制,起动时要预热。这些对直流输电的发展是有所制约的。20 世纪 70 年代初,发明并研制成晶闸管整流元件(SCR),商业品名简称为可控硅。用晶闸管元件适当地串(并)联可构成晶闸管阀,从而替代了汞弧阀。

**迅速发展时期** 这个时期是 20 世纪 70~80 年代。电力电子和微电子技术的迅速发展,晶闸管阀换流器的问世并在直流输电工程中应用,有效地改善了直流输电的运行性能和可靠性,促进了直流输电技术的发展。直流输电技术在远距离输电和非同步联络等方面得到了扩展应用。

晶闸管阀没有逆弧故障,而且制造、维护和检修都

比汞弧阀方便。1970 年瑞典首先在哥得兰岛直流输电的原有汞弧阀换流器上叠加了晶闸管阀以扩建增容,同时在现场对晶闸管阀作考验性运行。其增容部分直流电压为 50 kV,增送功率为 10 MW。1972 年投入运行的加拿大伊尔河非同步联络站是世界上第一个全部采用晶闸管换流器的高压直流工程。此后,世界上新建的直流工程均采用晶闸管阀。随着电力电子技术的快速发展,以及水冷和光纤技术的应用,晶闸管阀本身也得到进一步开发。

在此时期直流输电的发展很快,1960~1975 年间,容量年平均增长仅 460 MW,而 1976~1980 年间年容量增长达 1500 MW。

## 机理与构成

直流输电系统的一次电路主要由整流站、直流线路和逆变站三部分组成,如图 1 所示。送端与受端交流系统对直流输电所起的作用也是不可忽略的,它们为整流器和逆变器提供实现换流条件;同时,送端电力系统作为直流输电的电源提供所传输的直流功率,而受端则相当于负荷,接受由直流输电送来的功率。因此,两端交流系统与直流输电有密切的关系,是分析和研究直流输电必不可少的组成部分。两端交流系统一般是很复杂的,它包括发电厂、变电所、输电线路和负荷,在分析计算中往往采用简化的等值系统来代替。此外,直流输电的控制调节系统与交流输电的不同,它是直流输电正常起动和停运、正常运行、运行参数的改变和自动调节以及故障处理等必不可少的组成部分。

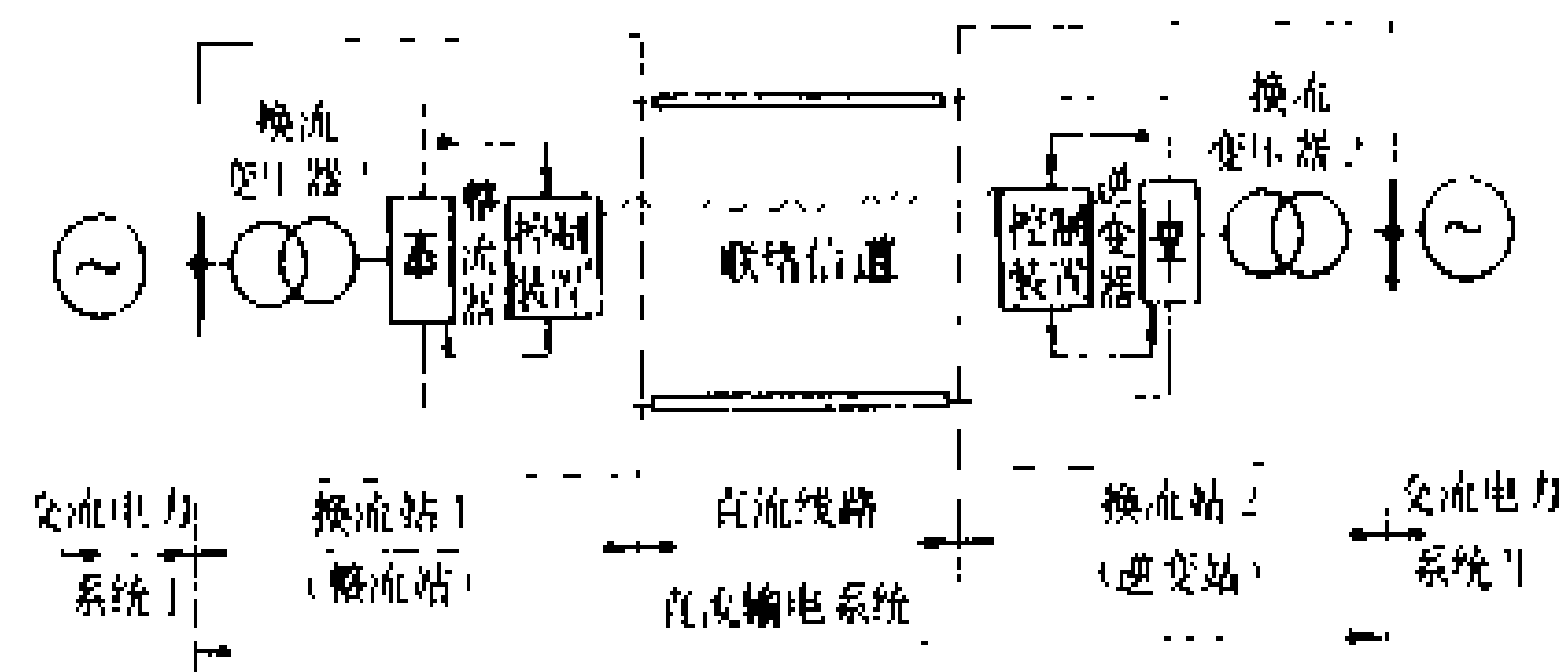


图 1 直流输电系统示意图

因此,直流输电系统包括整流站、直流输电线路、逆变站以及控制调节保护系统等四部分。而从广义说,为了进行直流输电系统分析和研究,往往也要将送端和受端的交流等值系统包括在内。

**工作机理** 图 2 是直流输电基本概念简图。其中包括有两个换流站、直流线路以及两端交流系统 I 和 II。换流站中设有换流器实现交流和直流之间的变换。

换流器由一个或多个三相换流桥串联构成。每个换流桥有六个桥臂。桥臂都是可控的,也称之为阀或阀臂。阀臂则由汞弧阀或晶闸管阀构成。

当系统 I 向系统 II 输送电力时,换流站 I 运行于

整流状态,把系统 I 送来的三相交流电变换成直流电,经直流线路送到换流站 2。换流站 2 的换流器运行于逆变状态,把直流电变换为三相交流电送入系统 II。

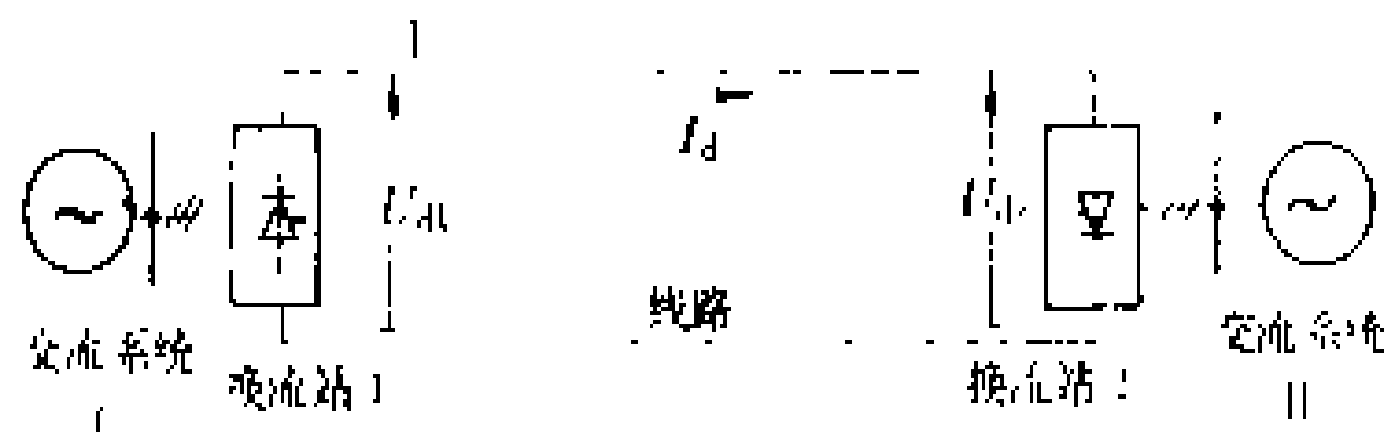


图 2 直流输电基本原理简图

假定直流线路的电阻为  $R$ , 整流站直流输出电压为  $U_{d1}$ , 逆变站电压为  $U_{d2}$ , 则直流系统的运行参数和变量可用以下公式表示:

$$\text{直流电流: } I_d = (U_{d1} - U_{d2}) / R;$$

$$\text{整流站输出的直流功率: } P_{d1} = U_{d1} I_d;$$

$$\text{逆变站接受的直流功率: } P_{d2} = U_{d2} I_d;$$

$$\text{直流线路压降: } \Delta U_d = U_{d1} - U_{d2} = I_d R;$$

$$\text{直流线路损耗: } \Delta P_d = P_{d1} - P_{d2} = I_d^2 R。$$

正常情况下,一般是由逆变站控制直流输送电压,由整流站控制直流电流,从而输送一定的功率。为了减小直流线路损耗,得到较好的运行经济性,直流电压应保持略小于最高允许值运行,而直流功率的改变由整流站控制直流电流来实现。因此,直流输送功率是可控的。它与交流输电有很大的不同。

直流输电线路不传输无功功率,但整流器和逆变器在进行换流时,均需一定量的无功功率。两端换流站所需的无功功率可表示为

$$\text{整流站消耗的无功功率: } Q_{d1} = P_{d1} \tan \varphi_1$$

$$\text{逆变站消耗的无功功率: } Q_{d2} = P_{d2} \tan \varphi_2$$

式中  $\varphi_1$ 、 $\varphi_2$  分别为整流器和逆变器的功率因数角。

直流输电系统可方便地将输送的有功功率方向反转(或称潮流反转)。由于换流阀的单向导电性,直流电流的方向不能改变,直流输电的潮流反转是通过改变直流电压的极性来实现的。若从系统 I 向系统 II 送电时,直流电压为正极性,从系统 II 向系统 I 送电时则为负极性。利用控制系统可方便快速地改变直流电压的极性,从而实现潮流反转。

**系统构成** 图 3 (a) 为二端直流输电系统的基本接线图。在换流站中,换流器交流侧的三个端子分别接到两站交流电力系统某一节点的三相,换流器直流侧的两个端子分别接到直流输电线路的两导线。两个直流端子称为两极。换流器的中央一点接地,极对地电位为正者称正极,为负者称为负极。接地点把一个换流站内的换流器分成两半,也分别称为正极换流器和负极换流器,对于换流站也同理分成两半,并分别称为正、负“半站”。如果两极导线对地的电压额定值分别为  $+100 \text{ kV}$  和  $-100 \text{ kV}$ , 则称为  $\pm 100 \text{ kV}$  双极直流线

路。连同两端换流站装备和工程设施一起,总称为  $\pm 100 \text{ kV}$  双极直流输电系统。有的工程只暂先建一个极,则相应称为单极直流线路和单极直流输电系统。

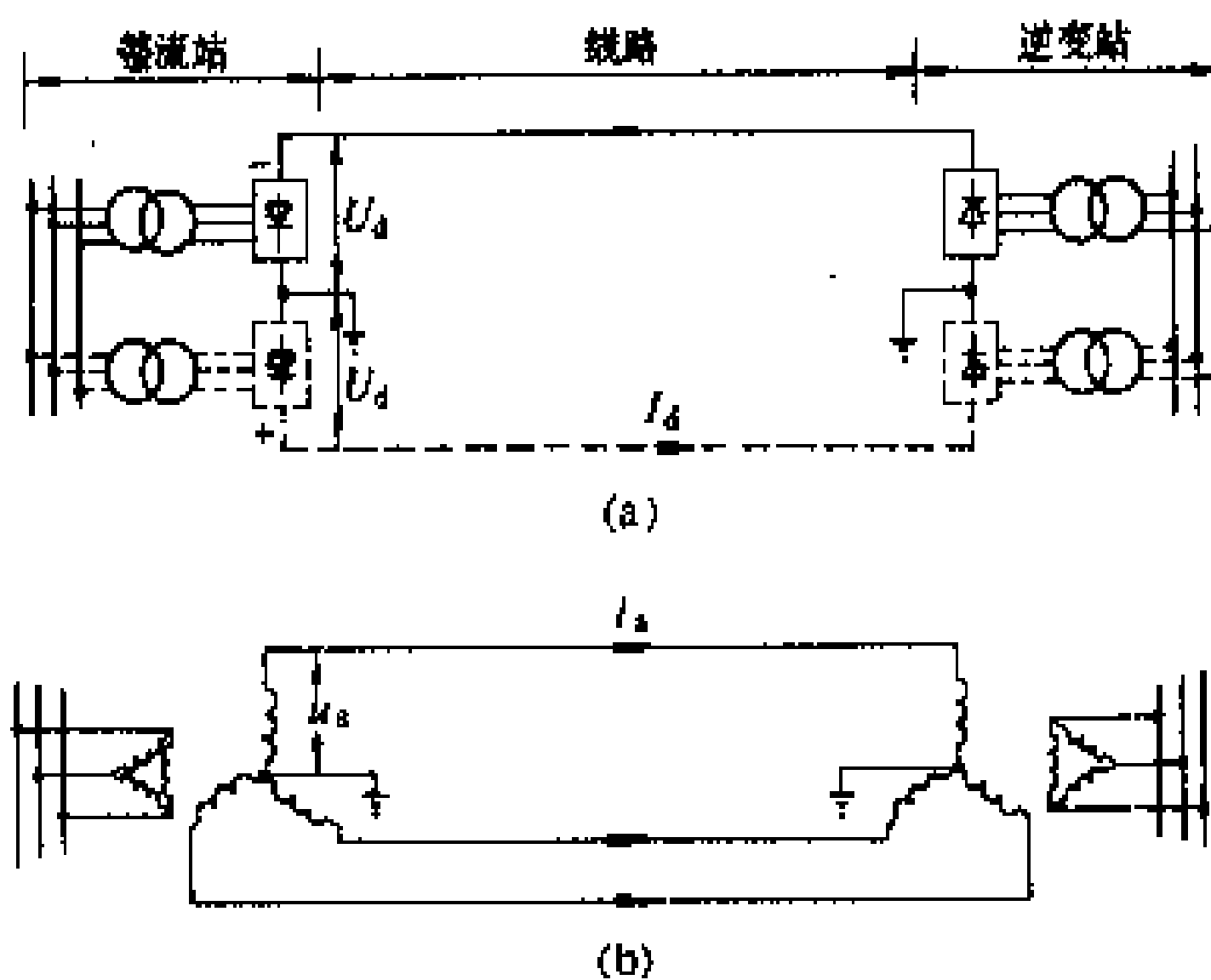


图 3 直流输电系统基本构成与相应的交流输电系统

(a) 直流输电系统; (b) 交流输电系统

两侧的接地点之间的大地(或海水)构成直流输电系统的回流电路。在一般正常稳态运行时,两个极导线中的直流电流大小相等,而方向相反,因此回流电路中基本无电流通过。对阀中央的接地点一般仍沿用“中性点”这个术语。

两端直流输电系统 它的构成主要可分为单极、双极和背靠背直流耦合系统三类。

(1) 单极系统接线方式有大地(海水)回流方式和导线回流方式两种,如图 4 所示。单极系统一般正极

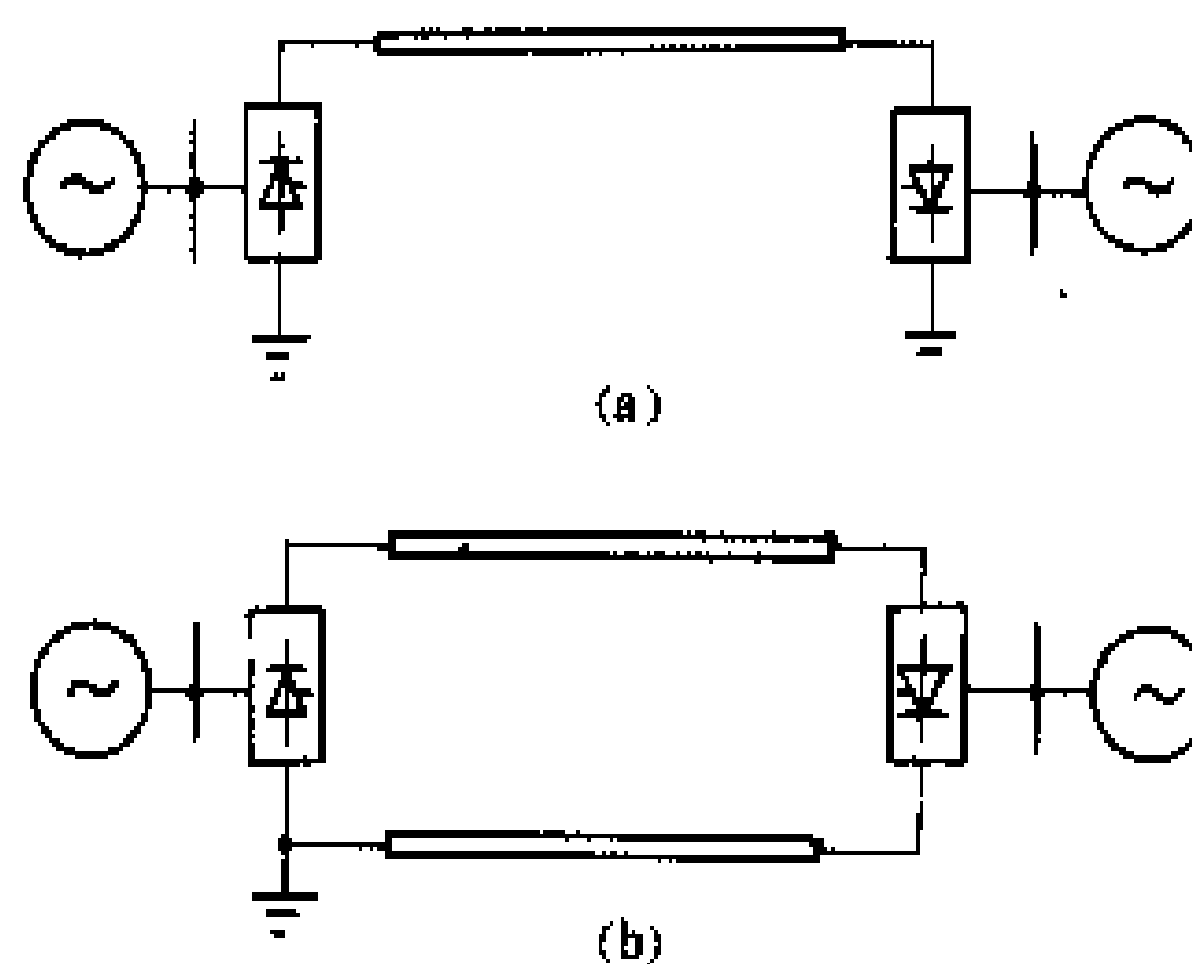
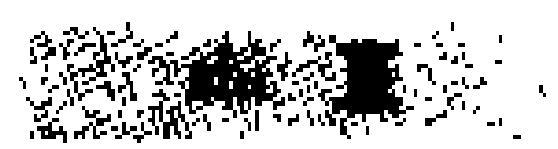


图 4 单极直流输电系统的构成

(a) 一线一地制; (b) 两线制

接地,只有一根负极导线,负极的电晕引起的无线电干扰和受雷击的几率比正极的小。①单极大地回流方式。由于用大地(海水)做回流电路,节省了线路投资,但两端要有工作可靠的接地电极能承担预定的持续直流电流。大地电流所经之处,埋在地下和置于地面的金属管道和设施将遭电化腐蚀。单极大地回流方式通常作为双极系统的一个极线路故障后的为时短暂的非正常



运行方式,也可作为分期投资建设的一个过渡阶段。单极大地回流方式也称为单极一线一地制。②单极导线回流方式。用低绝缘导线代替大地(海水)作为回流电路,可避免造成电化腐蚀之害。一般选择低绝缘导线的一端接地,以固定直流输电各部分的对地电位,保证设备运行安全,单极导线回流方式也称为单极两线制。

(2) 双极系统接线方式有:①两端中性点接地,以大地(海水)为回流电路的两线一地制;②一端中性点接地无回流电路的两线制;③以导线作为回流电路的三线制。如图5所示。双极系统各接线方式的特点可对照单极系统的分析。

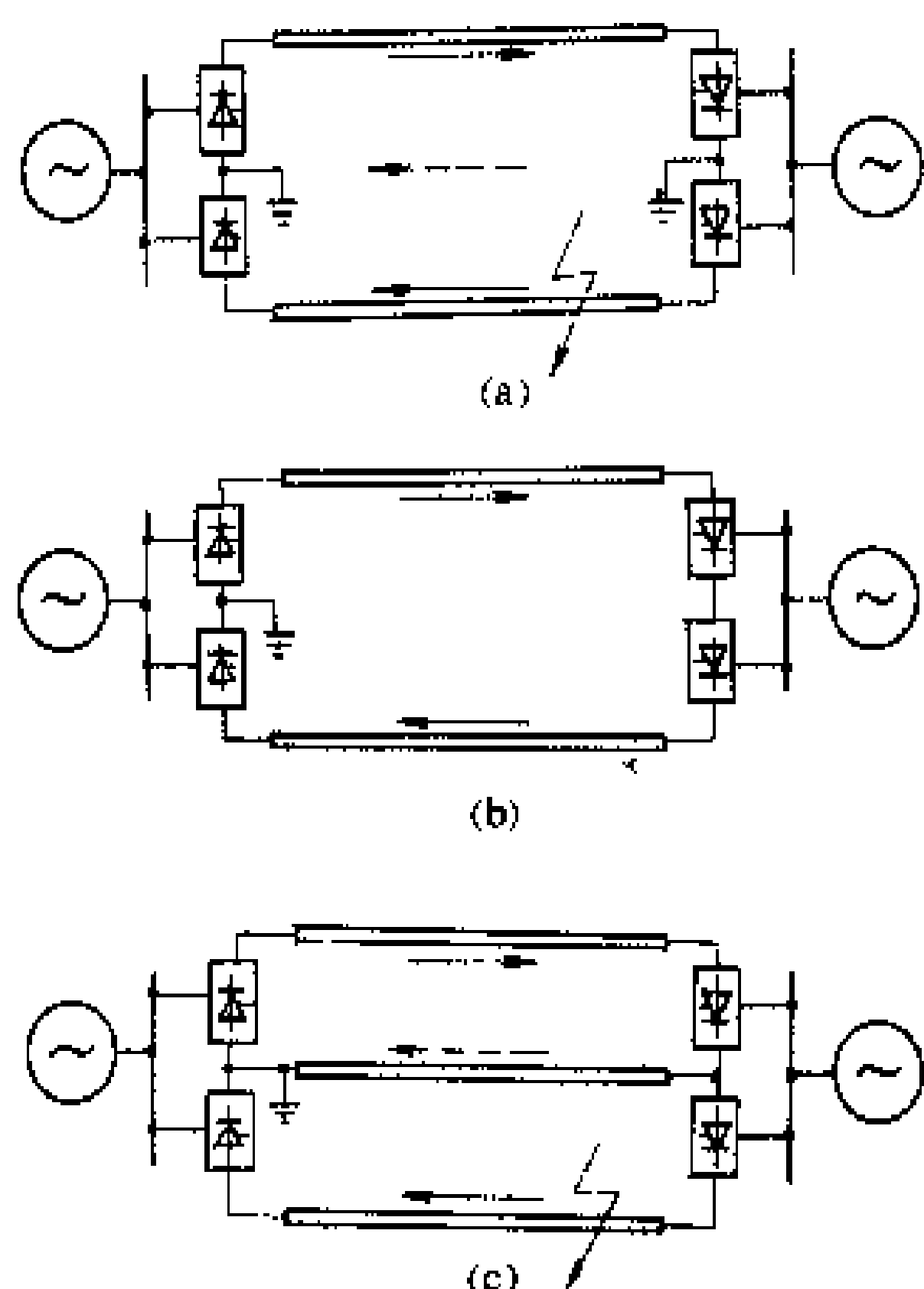


图5 双极直流输电系统的构成

(a) 两线一地制; (b) 两线制; (c) 三线制

图中虚线箭头方向表示一极退出运行后回流电流方向

(3) 背靠背直流耦合系统既可联络两个额定频率相同而实际运行频率不同的交流系统;也可联络两个额定频率不同的交流系统。联络两个额定频率不同的交流系统的背靠背直流耦合系统又称为变频站。背靠背直流耦合系统可以看作输电线路长度等于零的直流输电系统。其构成方式可以分为并联型与串联型两种。

**多端直流输电系统** 与交流电力系统有三个或三个以上连接端口的直流输电系统。两端直流输电系统既是多端直流输电系统的基础,也是其特例。直流输电系统与交流输电系统一样,有分支、闭环以及两者混合型和单回路、双回路等接线方式。

## 特点与应用

**直流输电特点** 通过理论研究和实践,对直流输电的特点可作如下归纳:

(1) 交流有三相导线,直流只有正负两极导线。当输电距离超过某一定长度(即交直流输电等价距离)时,如直流线路部分所节省的费用多于换流站比交流变电所需增加的费用,则可获经济效益。

(2) 直流输电的两端交流系统之间不存在同步运行稳定性问题。利用直流输电的快速控制和直流功率调制,还可提高与之并列的交流系统稳定性。

(3) 用直流联络线实现两个交流系统间的联网,两交流系统可以各自调频,独立地调度和运行,互不干扰。

(4) 大区电网间用直流联网,当一侧交流系统故障时,健全侧交流系统能实现对故障侧的紧急支援,当将危及健全侧时又可迅速实现分隔,以减小发生大面积停电的几率。

(5) 直流联络可避免电磁环网引起某些线路电流或功率越限,影响安全和增加网损。

(6) 采用直流互联不会增加两端交流系统各自的短路电流值。

(7) 直流输电能迅速简便而又精确地实现多目标的控制,以提高电能质量和可靠性。

(8) 交流电力系统通过交流弱网互联易发生低频振荡,可利用直流输电的快速控制来阻尼交流系统所发生的低频振荡和次同步振荡。

(9) 两个交流系统用交流联网,因发电机组的机械惯性,所以改变联络线的有功潮流要有一定的时延。采用直流联网,则可快速方便地控制其输送功率,然后再由交流系统中同步发电机组进行调节,使系统各自恢复到新的稳态。

(10) 同样的电缆用于直流的工作电压要比运行于交流的高2~3倍。由于电缆单位长度的费用高,所以相应的电缆交、直流等价距离很短,约为30~50 km,比架空线的短得多。因此采用直流电缆实现跨海峡送电和深入大城市供电是有利的。

(11) 直流线路在稳态运行时没有基波电容电流,沿线电压分布较平稳。直流线路也不需要无功补偿。用直流电缆芯线截面所表明的送电能力不会被电容电流所占用,可实现远距离电缆送电。

(12) 直流超高压架空线路的电晕损耗和无线电干扰都比相应的交流超高压线路小。

(13) 直流输电的额定电压可根据需要进行选择,便于分期投资和建设。

**直流输电应用** 根据直流输电一系列的技术经济特点,其主要的有:①远距离大功率输电;②海底电缆送电;③交流电力系统之间的非同步联络和分隔;④当交流电力系统互联或配电网增容时,可以作为避免短路电流增加的措施;⑤采用地下高压直流电缆深



入大城市向负荷密度高的街区供电。

结合中国国情,考虑到国民经济和用电增长、电力工业需求的发展和输配电设备研制和生产情况,在2000年前,中国大部分电力网将形成以交流500 kV为主的网架。在这些地区,采用750 kV为更高一级的电压,级差过小,不合理。因此采用直流线路作为500 kV交流电力网间的联络线和远距离输电是较为有利的。及早掌握和运用直流输电技术是电力网发展中的一项战略性决策。

## 研究 与 前 景

直流输电是电力系统中近年来得到迅速发展的一项新技术。随着电力系统技术经济需求的不断增长和提高,直流输电受到广泛的注意并获得不断的发展。同时,电力电子、微电子、电磁和绝缘新材料、光纤、超导、近代电路、仿真、自动控制以及电力系统运行、控制和规划等与直流输电相关的学科和技术也有着日新月异的进展。这是促进直流输电进一步开拓的积极因素。为研究者提出了众多的课题,同时也展示了广阔的应用前景。

**研究课题** 直流输电远不如交流系统那样成熟和定型,在各方面都有种种课题有待研究。

(1) 控制系统的高技术化。它是以大规模集成电路、多微处理器、分层结构和多重化提高可用率为主要特征的换流器控制系统的开发。除了常规的控制性能之外,尚应具有改善交流系统运行性能和提高其稳定性的控制特性。

(2) 紧凑型换流站。用电密度高的城市和市郊,架空线无走廊,采用地下电缆供电应选用直流方式。市郊地价贵而且换流站站址的选择常受到当地空气污染的限制。因而紧凑型技术就显示出它的优越性。

换流阀的冷却介质、绝缘介质和结构的研究是紧凑型换流站的重要研究课题。国际上对SF<sub>6</sub>绝缘和氟里昂冷却曾进行过研究。对子直流母线和连接线以及换流站的主要设备(如换流变压器、平波电抗器、滤波器等)采用气体绝缘封闭型方式的研究工作也正在进行。

(3) 同步发电机—变压器—换流器成组接线方式的技术经济性和关键技术的研究。

(4) 多端直流输电系统中换流装置的主要运行特性和控制方式。

(5) 直流断路器。对其应该承担的任务加以研究。试制和试运行并研究控制系统和继电保护在正常运行调节和事故处理时的配合。

(6) 强迫换相(也称人工换流)技术的研究。

(7) 谐波滤波器设备小型化及采用气体绝缘封闭

型装置。

(8) 门极可关断晶闸管元件(GTO)的应用。它能在 $\delta < 0^\circ$ 情况下,通过门极控制实现关断以提高换流器的功率因数。

(9) 利用直流侧或交流侧谐波分量的反馈以抑制谐波的技术。

(10) 应用新技术缩短直流线路继电保护动作时间。

**发展前景** 目前中国与许多国家一样,都在现有建设和运行经验的基础上,积极开展直流输电的研究工作。直流输电将会在远距离大容量输电、电缆输电、电力系统联网等方面,得到更大的发展。许多科学技术领域的新成就也将使直流输电技术的应用得到扩展。多种新能源发电如磁流体发电、太阳能电池和燃料电池以及热核聚变直接发电等,所产生的电能都是直流电,需要逆变技术配合,将电能送入交流电力系统,以供使用。电力系统的储能环节如抽水蓄能、压气蓄能、蓄电池储能、制氢储能、超导线圈蓄能等,往往需要整流或逆变技术配合。近年来国际上发展的“灵活的交流系统”(FACTS)也与电力电子技术和换流技术有密切的关系。

## 参考书目

浙江大学发电教研室直流输电教研组,直流输电,新一版,北京:水利电力出版社,1985

Kimbark E W, Direct Current Transmission. John Wiley & Sons, 1971

(戴熙杰 黄志明)

zhiu shudian xitong jidian baohu

**直流输电系统继电保护** (protective relaying of direct current transmission system)

反应直流输电系统设备的故障或异常运行状态并发出适当处理指令的自动装置及其技术。直流输电系统继电保护装置动作后,或发出报警信号,或作用于换流器控制系统,或发出指令使断路器跳闸,以清除直流系统的故障,使一次设备免受过电流、过电压、过热和过大电动力等危害,起着保证直流输电系统的可靠运行,防止事故扩大的重要作用。它与电力系统中所有的继电保护一样,应能满足快速性、灵敏性、选择性和可靠性的要求。它的任务包括故障检测和故障处理两大方面。故障检测用于鉴别被保护设备是否发生故障或处于非正常运行状态、故障的类型、轻重程度以及故障发生在保护区内部或外部。故障处理按其轻重程度可分为三个类型:①发生严重故障或非正常危险工作状态时,快速而有选择地使故障设备退出运行;②作用于控制系统,以消除故障或非正常运行

状态;③发生轻度故障或短时允许的过负荷时,发出报警信号。直流输电系统继电保护装置有电磁型、集成电路型和微机型三种。微机型保护具有很强的自检功能、人机对话功能,容易实现多重化,而且体积小,故得到广泛的应用。

**特点** 直流输电系统的继电保护是由各个一次设备的继电保护构成的,与一般交流系统继电保护相比,它的主要特点是:少用直流断路器,换流器控制作用迅速,直流输电一个极能继续运行,而且要考虑谐波对继电保护的影响。

**直流断路器用得少** 到目前为止,两端直流输电系统主接线中,只在各换流变压器交流系统侧装设交流断路器,直流线路及其他直流设备均无直流断路器。因此,当设备发生故障要求与系统脱离时,都要以断开换流变压器系统侧的交流断路器来实现。断开该交流断路器之前,先要发出指令给控制系统,使换流器触发脉冲紧急移相或投入旁通对,以免该断路器带负荷跳闸产生过电压。

**换流器控制作用迅速** 这种特性常用来配合继电保护处理或协助处理直流输电系统的故障,并可控制故障的发展。例如直流线路发生短路故障时,通过换流器触发脉冲紧急移相,使直流线路快速去能,熄灭故障处电弧(相当于交流线路跳闸)。对于直流架空线路,经过一段去游离时间后,可使直流输电系统自动再起(相当于交流线路自动重合闸),还可以方便地实现多次自动再起(相当于交流线路多次重合闸),而且最后一次再起还可降低直流电压运行。另外,换流器控制系统具有一些防止故障扩大、减轻故障有害后果的功能,例如:定电流控制能抑制直流短路电流,防止直流过负荷;采用低压限流控制时,能提高交流系统故障期间运行的稳定性,故障切除后能使直流系统迅速恢复正常运行。

**直流一个极能继续运行** 双极直流输电要求每个极都具有独立的继电保护。这样,当一个极因故障或检修退出运行时,另一极仍可正常运行。一般可送双极额定功率的一半或以上;并可利用一极的短时过负荷能力,在给定的时间内允许送更多的功率,以提高系统的可用率。

**考虑谐波对继电保护的影响** 换流器运行时会在交直流两侧产生一系列谐波电流和电压。发生故障时的暂态过程的准谐波分量将更大,还会出现非特征谐波。同时,由于交流谐波滤波器的参数是按稳态要求设计的,对暂态谐波的滤波能力有限。因此,当发生故障时将有较大的谐波电流流入交流电力系统,从而要求换流站内及其附近的交流和直流系统继电保护具有抗谐波影响的能力,即要求各种继电保护动作整定值和

动作时间不受谐波影响,或影响程度不超出允许范围。

**直流输电继电保护配置** 由各极的换流变压器保护、换流器(桥)保护、直流开关场设备保护、交直流滤波器保护、直流线路保护以及接地极引线保护等构成。图1所示为换流站一个极设备及线路保护系统的框图。其配置原则要求相邻设备的保护范围有所交叠,达到全面覆盖,不可出现保护死区;配有后备保护以补不足和保证工作可靠。

**换流变压器保护** 通常设有差动保护、过电流保护、过电压保护及瓦斯保护等,这些保护都动作于断开交流断路器(见图1)。差动保护和过电流保护的原理与一般电力变压器的保护相同,但要考虑谐波电流的影响,保护中避免采用谐波制动。延时过电流保护的範圍应包括换流器。过电压保护用于交流稳态过电压保护、直流甩负荷时可能出现的动态过电压保护。

**换流器保护** 一般设有换流桥交直流差动保护、极差动保护、过电流保护、欠电压保护和阀体保护等(见图1)。这些保护动作时先使换流器紧急移相或投入旁路对,然后断开交流断路器。

(1) 换流桥交直流差动保护。简称桥差保护。十二脉动换流器的上桥和下桥各设一套。换流器正常运行时,交流侧电流互感器输出经三相电流整流并经整定之后得 $I_{ac}$ ;它与直流侧电流互感器输出 $I_{dc}$ 相等。换流桥运行于整流状态,当发生桥臂短路和内部接地等故障时,将导致 $I_{ac} > I_{dc}$ ;运行于逆变状态的换流器发生换相失败或阀不触发等故障时,会出现 $I_{ac} > I_{dc}$ 的情况。换流桥差动保护就是根据以上原理构成的。对于 $I_{ac} < I_{dc}$ 类型故障,要求保护瞬时动作;对于 $I_{ac} < I_{dc}$ 类型故障则希望保护延时动作,一般延时取值200 ms左右。以躲过能自行恢复的换相失败故障。

(2) 换流器极差动保护。换流器直流侧两端直流电流差动保护,主要用于保护换流器的接地故障。

(3) 换流桥交流过电流保护。设有速断和延时过电流保护,后者作为换流器、直流开关场设备及高压直流线路的后备保护。

(4) 交流欠电压保护。用于保护换流器解锁(加触发脉冲)前换流器内部的接地故障,例如接地线未撤除等。在换流变压器合闸充电时,换流器仍处于闭锁状态,如果换流器内部存在接地故障,这时不会出现故障电流,但相应的相电压将下降。欠电压保护应在换流变压器合闸时投入,换流器解锁前自动退出。

(5) 阀体保护。主要有可控硅元件故障(击穿)保护,要求能显示故障元件的编号和总个数。当少量元件故障时一般只发出报警信号,故障元件个数超过元件裕度时才作用于停运。此外,还设有阀组件直流电源失压、阀冷却介质压力、温度、流量等保护。

直流开关场设备保护 在高压极线侧和中性线侧

启动时,去游离时间可逐次增大,最后一次再启动还可

考虑降低电压运行。如果最后一次再启动仍然失败,则换流器紧急停运。直流电缆线路故障一般是永久性的,因而不采用自动再启动。有较大延时的直流低电压保护动作时不自动再启动。

**接地极引线保护** 接地极引线一般采用二根平行导线构成(见图1),以便应用灵敏度较好的横差动保护。此外,还设过电流保护,防止过负荷。

**交流滤波器保护** 单调谐交流滤波器的保护设置如图2所示。差动保护用来保护滤波器内部接地故障;过电流保护具有速断和延时两段,用以保护接地故障和过负荷。这两种保护动作均跳开断路器。电容器组一般分为完全相同的两组,设置电流不平衡保护,用来保护电容器故障。根据电流不

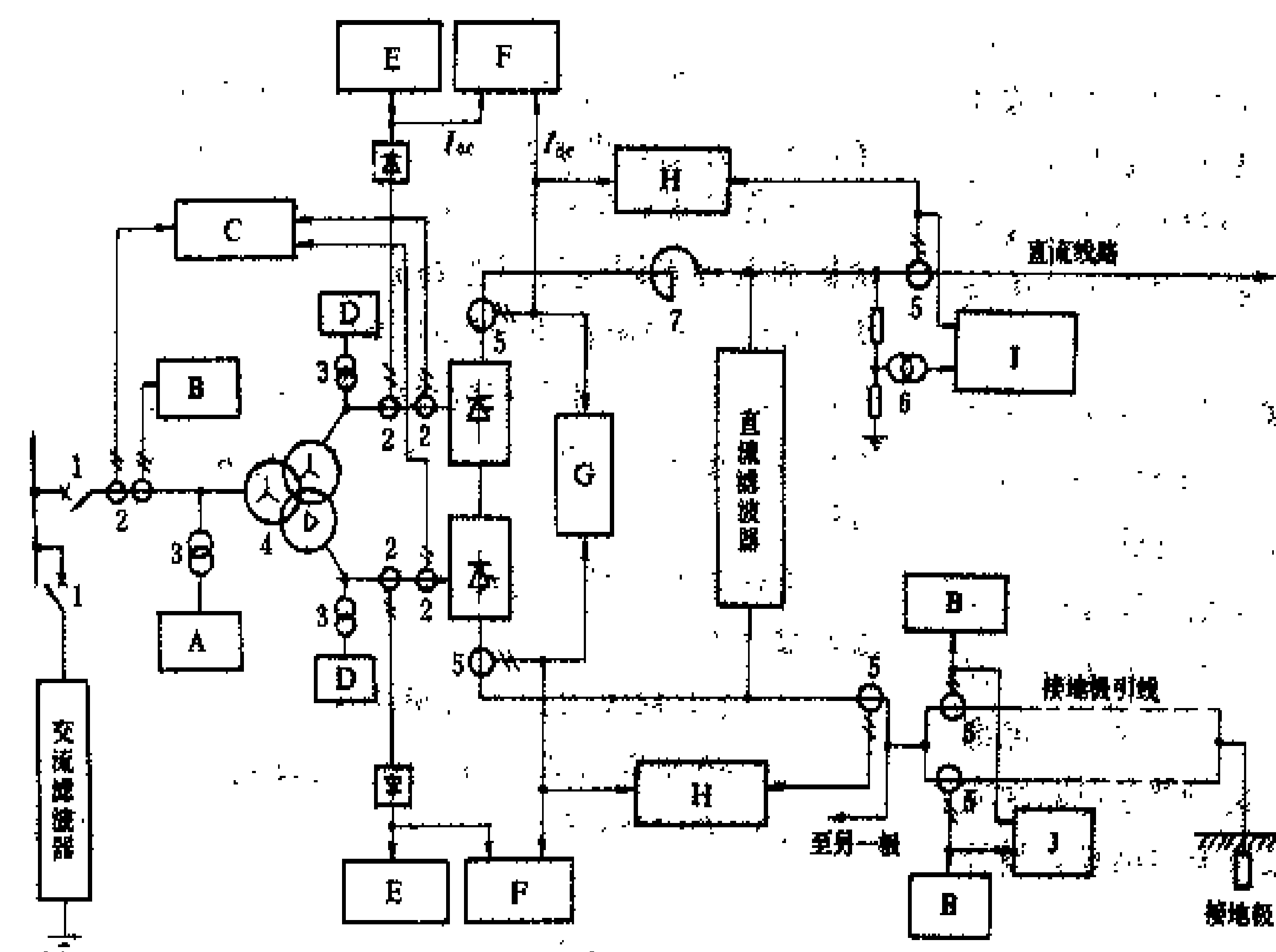


图1 直流输电系统继电保护配置示意图

1—交流断路器;2—交流电流互感器;3—交流电压互感器;4—换流变压器;5—直流电流互感器;6—直流电压互感器;7—平波电抗器;A—过电压保护;B—过电流保护;C—变压器差动保护;D—欠电压保护;E—换流桥过电流保护;F—换流桥差动保护;G—极差动保护;H—直流开关场差动保护;I—直流线路保护;J—接地极引线横差动保护

平衡的程度,保护分为三级:第一级,个别电容器故障,滤波器轻微失谐,保护只发出报警信号;第二级,多个电容器故障,但仍允许滤波器短时运行,保护延时1~2h跳开断路器;第三级,故障电容器的个数更多,保护立即跳开断路器。双调谐滤波器和高通滤波器的保护与单调谐滤波器的类似。

分别装设开关场设备差动保护,用来保护平波电抗器、直流测量设备、直流隔离开关与其间连接导线以及直流滤波器和隔离开关等设备接地故障。保护动作时使换流器紧急移相或投入旁通对,然后闭锁换流器触发脉冲。

**直流滤波器保护** 正常运行时直流滤波器只流通谐波的交流电流,其大小与直流系统运行状态有关。当电容器故障滤波器失谐时,可能谐波电流反而减少。另外,当直流系统启动滤波器充电时,会出现涌流。设置直流滤波器保护时必须考虑上述特点。一般装设有差动保护和电容器组不平衡保护,其原理与交流滤波器的相似,但要具有躲过充电涌流的能力。保护动作时,启动“换流器紧急移相或投入旁路对—闭锁触发脉冲”处理程序。

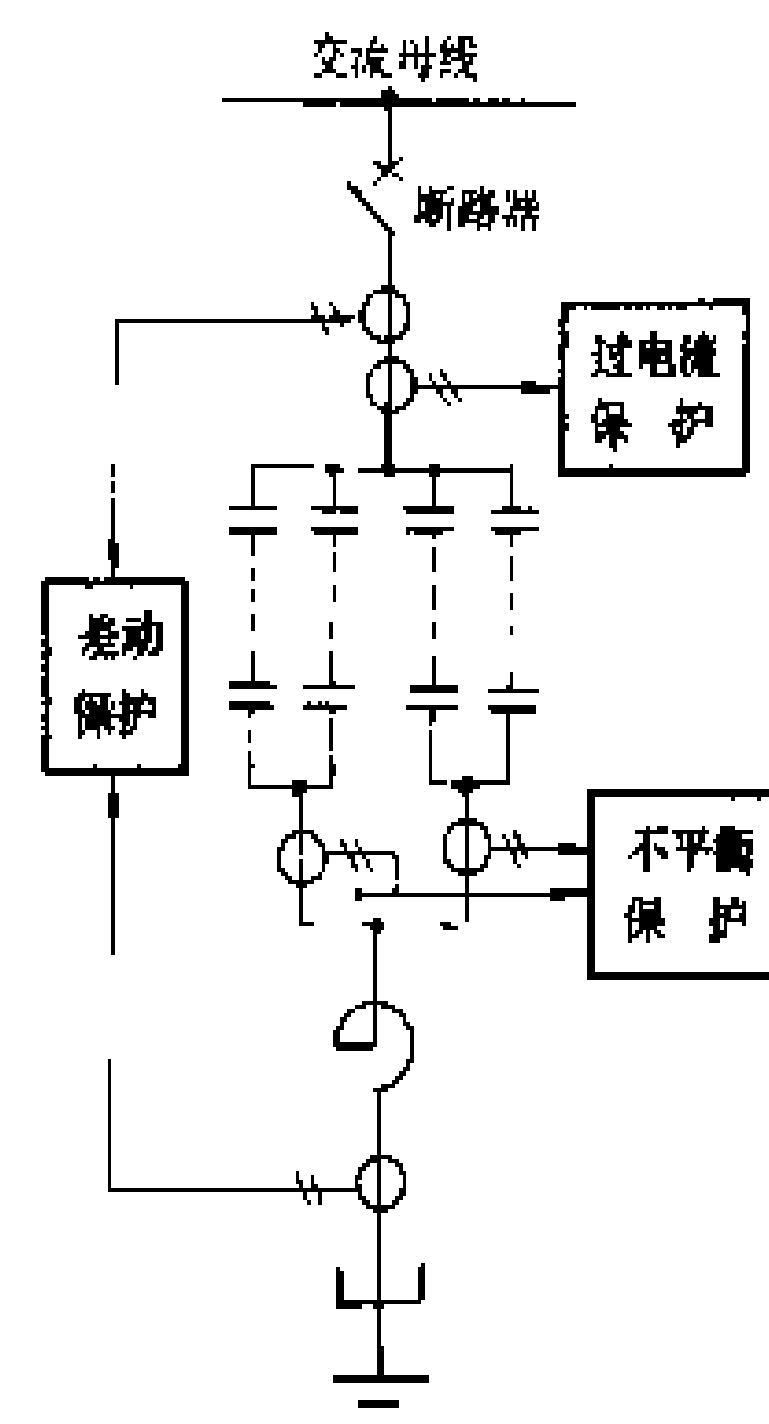


图2 交流滤波器保护

**高压直流线路保护** 要求主保护具有全线速动性能,并能区别线路末端短路和逆变器换相失败故障。满足这些要求的保护主要有直流线路纵差保护、行波保护和直流电压变化率保护等。纵差保护具有优良的选择性和灵敏度,能保护线路接地故障以至于高阻接地的故障,但要依靠通信设备传送另一端线路的电流信号,因而延迟了保护的動作时间。行波保护根据线路送端或受端电流和电压在很短一段时间内(<10ms)的瞬时值而动作,不需要远动通信设备,因而动作速度快,但对高阻接地故障灵敏度不够。直流电压变化率保护是根据线路始端直流电压下降的速度动作,对于线路高阻接地故障,由于电压下降速度慢,保护可能失效,有时加上长时限的直流低电压保护作为后备保护,以弥补不足。另外,双极性线路中一极故障时,非故障极线路会感应出变化速率较大的电压,要附加电压闭锁环节防止误动作。对于直流架空线路,保护动作启动“换流器紧急移相—等待弧道去游离—自动再启动”处理程序。去游离时间一般取100~500ms,采取多次再

(蓝毓俊 吴国炎)

Zhongguo chengshi dianwang kekaoxing guiding

## 中国城市电网可靠性规定 (reliability provisions for urban networks in China)

1985年5月,水利电力部与城乡建设环境保护部正式颁布的《城市电力网规划设计导则》中,提出了有关城市电网可靠性的规定,它是中国城市电网规划、设计、建设和改造的具体技术经济指导原则。它适用于大、中城市,小城市也可参照执行。

**城网可靠性的一般要求** 《城市电力网规划设计导则》规定,城网的供电可靠性和负荷预测,是编制城市规划的重要组成部分。在城网规划设计的经济分析中,供电可靠性应与供电能力、电压质量和建设工期等作为满足同一地区城网发展需要的同等重要条件,并按供电可靠性优化原则进行方案比较,以取得供电部门和全社会的最大综合经济效益。城网供电可靠性应符合安全供电准则的要求,达到《城市电力网规划设计导则》规定的供电可用率指标。

**城市电力网可靠性准则** ①电源,一般应至少有两个直接供电的电源点(变电所或地区发电厂)。大城市应实现多电源供电方式,当送电网中任一条线路,或一台主变压器,或地区发电厂内一台最大机组计划检修或事故时,应能保持向所有用户供电。②高压配电网应实现环网布置,开环运行,分片供电;当采用双回或多回路布置,受端应分裂运行。③向市内供电,应能保证任一条35~110 kV线路或一台主变压器计划检修停运时,能保持向用户继续供电,不过负荷,不限电。事故停运时,能自动或通过操作保持向用户继续供电,不限电并不发生超过设备允许的过负荷。④中压配电网应能保证任一条10 kV线路出口断路器计划检修停运时保持向用户继续供电,事故停运时通过操作能保持向用户继续供电,不过负荷,不限电。

**城网供电可靠性的计算指标及标准** 《城市电力网规划设计导则》推荐采用年平均供电可用率。其表达式为

$$R = \left( 1 - \frac{\sum n_i t_i}{8760N} \right) \times 100\%$$

式中  $R$  为年平均供电可用率(%);  $N$  为总用户数;  $n_i$  为一年中每次停电(包括计划检修和事故停电,但不包括电源不足引起的限电)影响的用户数;  $t_i$  为一年中每次停电的持续小时数。

《城市电力网规划设计导则》规定,城网年平均供电可用率,市区高压:应争取达到99.9%以上,即每户年平均停电在9h以下;市区10kV:最低应争取达到99.5%,即每户平均停电不超过44h时;大城市主要市区10kV的应逐步达到99.9%以上。

(陈文高)

Zhongguo dianli sheshi de kekaoxing tongji

## 中国电力设施的可靠性统计 (reliability statistic of electric equipments in Chian)

中国电力主管部门于1985年开始进行电力设施的可靠性统计并正式建立了电力可靠性管理中心。

**可靠性统计**是按照国际通用的方法,把各种电力设施的各种不同运行行为划分成若干互斥的工作状态,按照任一设施在任一时刻,必须并只能处于一种状态之中的原则,记录其在统计时域(一般为日历年)内的状态变化和在各种状态中的时间,计算各种可靠性指标。

**统计范围** 当前列入全国性可靠性统计的电力设施范围如下。

- (1) 100 MW及以上容量的火力发电机组。
- (2) 40 MW及以上容量的水力发电机组。
- (3) 200 MW及以上容量火力发电机组的主要辅机。
- (4) 220 kV及以上电压的主要输变电设施。
- (5) 重点城市及沿海开放城市的配电。

以上范围外的电力设施,由各电力企业按照统一的方法自行统计。

**发电设备可靠性指标** 包括可用系数、等效可用系数、非计划停用次数、强迫停运率和等效强迫停运率。

(1) 可用系数  $AF$  和等效可用系数  $EAF$ 。计算公式为

$$AF = \frac{\text{可用小时 (AH)}}{\text{统计期间小时 (PH)}} \times 100\%$$

$EAF$

$$= \frac{\text{可用小时 (AH)} - \text{降低出力等效停运小时 (EUNDH)}}{\text{统计期间小时 (PH)}} \times 100\%$$

$EAF$  指标计及发电机组降低出力运行,其中  $EUNDH$  为各次降低出力额度与该次降低出力持续时间之乘积在统计期间内的累计值除以该机组额定容量。即以电量为基准将降低出力折算成全额停运的小时数。

(2) 非计划停运次数 (UOT)。计算公式为

$UOT$

$$= \frac{\text{该类机组在统计期间内发生的非计划停运次数}}{\text{该类机组的台数} \times \text{统计期间小时数}} \times 8760$$

其中非计划停运,系指事先未列入停运计划,而又不能延迟到下一次计划停运的停运事件。

(3) 强迫停运率  $FOR$  和等效强迫停运率  $EFOR$ 。

计算公式为

$$FOR = \frac{\text{强迫停运小时 (FOH)}}{\text{运行小时 (SH)} + \text{强迫停运小时 (FOH)}} \times 100\%$$

其中强迫停运,系指不能延迟到72h以后停运的非计



划停运。

若计及强迫降出力状态，则需把突发性强迫降出力份额按上述 EAF 中述及的方法折算成全额强迫停运后计入 FOR 计算公式，计算得 EFOR。

表 1 列出了几种典型火力发电机组的主要可靠性指标的三年（1990~1992 年）平均值。

表 1 大型火力发电机组主要可靠性指标（三年平均值）

容量/MW	故障率/次/(100台·a)	故障停运次数/次/年	故障停运时间/h
100	87.67	3.85	2.20
125	86.15	6.83	3.57
200	80.39	8.68	6.23
300	78.74	10.03	7.70
600	63.06	22.68	12.24

输变电设施可靠性指标

(1) 故障率 λ。计算公式为

$$\lambda = \frac{\text{故障停运次数}}{\text{统计量} \times \text{统计期间小时数(PH)}} \times 8760$$

当设备按台计时，统计量为 100 台，λ 以次/(100 台·a) 表示。当设施按长度计时（如输电线路），统计量为 100 km，λ 以次/(100 km·a) 表示。

(2) 可用系数 AF。计算公式与发电设备可靠性指标 AF 相同。

到 1992 年止，中国尚无成熟的数据。

配电设施可靠性指标 见配电系统可靠性指标及中国配电系统供电可靠性统计办法。

可靠性统计的反馈方式 主要反馈方式有二。

(1) 可靠性简报。主要汇总全国性可靠性统计数据指标，列出影响可靠性的主要部件及其技术和责任原因分类，并对提高可靠性的主要途径作出建议。

(2) 可靠性年报。自 1991 年起编印为中英文对照版，每年 5 月底发行，其中除可靠性统计的主要数据外，还包括电力工业的简况。

(费翔群)

年发电量为 17 亿 kW·h，初步形成北京、天津、上海、南京、武汉、广州、南通等大、中城市的配电系统。

(2) 1937~1949 年。1937 年抗日战争开始后，江苏、浙江等沿海城市的发电厂被毁坏或拆迁到后方；西南地区的电力工业出于战争的需要，有一定的发展。日本帝国主义以东北为基地，为战争生产和提供军需物资，从而使东北电力系统也有一定的发展。

1949 年中华人民共和国成立时，全国发电装机容量为 1848.6 MW，年发电量约 43 亿 kW·h，居世界第 25 位。当时中国已形成的电力系统：①东北中部电力系统，以丰满水电厂为中心，采用 154 kV 输电线路，连接沈阳、抚顺、长春、吉林和哈尔滨等地区；②东北南部电力系统，以水丰水电厂为中心，采用 220 kV 和 154 kV 输电线路，连接大连、鞍山、丹东、营口等供电区；③东北东部电力系统，以镜泊湖水电厂为中心，采用 110 kV 输电线路，连接鸡西、牡丹江、延边等供电区；④冀北电力系统，以 77 kV 输电线路连接北京、天津、唐山等供电区和发电厂。

(3) 1949 年以来。中国的电力工业有很大的发展。1990 年中国大陆部分的发电装机容量达 137890 MW，年发电量为 6213 亿 kW·h，约为 1949 年的 144 倍，居世界第 4 位。但是，就人均用电量、电力系统自动化水平和发输配电的经济指标而言，我国的电力工业与世界先进水平还有较大差距。

电力系统的现状 随着中国国民经济的迅速发展，中国的电力工业得到相应的增长，逐步形成以大型发电厂和中心城市为核心，以不同电压等级的输电线路为骨架的各大区、省级和地区的电力系统。

到 1990 年，在发电装机容量中水力发电机组的容量为 36045 MW，占总容量的 26.1%，火力发电机组的容量为 101845 MW，占总容量的 73.9%。发电容量超过 500 MW 的发电厂有 66 个，其中 18 个超过 1000 MW（3 个水电厂，15 个火电厂）。全国最大的火力发电厂是谏壁发电厂，发电容量为 1625 MW；最大的水力发电厂是葛洲坝水电厂，容量为 2715 MW。中国的核电厂有浙江的秦山发电厂，第一台容量为 300 MW 的发电机已于 1991 年投入运行；广东大亚湾核电厂 2 台 900 MW 机组，亦已建成发电。

在输电线路建设方面，自 1981 年中国的第一条 500 kV 输电线路投入运行以来，500 kV 的线路已逐步成为各大电力系统的骨架和跨省跨地区的联络线。中国的输电电压等级为 500 kV，330 kV，220 kV，110 kV，63 kV，35 kV，其中 63 kV 仅限于东北部分地区，330 kV 电压限于西北地区的电力系统。到 1988 年止，110 kV 以上的线路总长度为 201872 km，其中 500 kV

Zhongguo dianli xitong  
中国电力系统 (electric power systems in China)

电力系统的发展历史 中国电力系统是随着中国电力工业的发展而逐步形成的，它的发展可分为以下三个阶段。

(1) 1882~1937 年。从 1882 年 7 月 26 日上海第一台 12 kW 机组发电到 1936 年抗日战争爆发前夕，全国共有 461 个发电厂，发电装机总容量为 630 MW，





和 330 kV 的线路分别为 7117 km 和 4024 km, 中国自行设计和建造的  $\pm 100$  kV 直流高压输电线(从浙江省的镇海到舟山岛), 全长 53.1 km (其中海底电缆 11 km), 已于 1988 年投入运行。自葛洲坝水电厂到上海的全长 1080 km 的  $\pm 500$  kV 高压直流输电线路也已于 1989 年建成后投入运行。

随着电力工业的发展, 逐步形成了发电装机容量在 2000 MW 以上的电力系统 11 个, 其中华北、东北、华东、华中四大电力系统的容量在 1990 年均已超过 18000 MW。中国电力系统分布区域参见彩图插页第 1 页 1 图。

由于中国的水力资源 70% 以上在西南和西北部, 煤炭资源的大部分蕴藏在华北和西北部, 而负荷中心则在东部和南部沿海地区, 所以随着黄河、长江、红水河等巨大流域水力资源的开发和煤炭基地火电厂的建设, 预计在 2000 年前后, 除新疆、西藏、台湾以外, 全国各跨省电力系统和省级电力系统(包括香港和澳门地区)之间将逐步形成互联的联合电力系统。

**中国的主要电力系统** 包括如下几个电力系统。

**东北电力系统** 由辽宁省、吉林省、黑龙江省和内蒙古自治区东部等供电区的电力系统互联组成。1943 年丰满水电厂开始发电, 以 154 kV 输电线路向沈阳、长春、哈尔滨送电, 形成了中国第一个跨省电力系统。该系统 1990 年末的发电装机容量为 21597 MW, 总发电量为 1036 亿 kW·h。水电装机容量占 18.1%, 其中丰满、白山、水丰、云峰、桓仁等水电厂都拥有年调节水库或多年调节水库。

系统内的大型火电厂有清河 (1300 MW)、富拉尔基 (1200 MW)、元宝山 (900 MW, 装有中国第一台 600 MW 的机组) 火电厂以及吉林热电厂 (850 MW, 全国最大的供热电厂) 等。大型水电厂有丰满 (554 MW)、白山 (900 MW, 装有中国最大容量的 300 MW 水力发电机组) 水电厂, 此外还有与朝鲜民主主义人民共和国共管的水丰 (630 MW)、云峰 (400 MW) 等水电厂。

主要的输电线路电压为 500 kV 和 220 kV, 154 kV 线路大部分已升压到 220 kV。省间联系较强, 为 220 kV 多回路环状连接。已建成由内蒙古自治区东部元宝山发电厂到辽宁省和吉林省的 500 kV 线路, 并将延伸到黑龙江省, 作为大型发电厂的输电线和省间的主干联络线。东北电力系统示意图参见彩图插页第 2 页 2 图。

**华北电力系统** 由北京市、天津市、河北省、山西省和内蒙古自治区西部等供电区的电力系统互联组成。1990 年发电装机总容量为 18481 MW, 总发电量为 976 亿 kW·h。该地区煤炭资源丰富, 电源以烧煤火

力发电厂为主; 水力资源缺乏, 水电只占总装机容量的 4.5%。正在潘家口建设 3 台 90 MW 的抽水蓄能发电机组, 用以调频、调峰和事故备用。

本系统内有陡河 (1550 MW)、神头 (1300 MW)、大同 (1200 MW)、马头 (850 MW) 等大型发电厂。

主要的输电线路电压为 500 kV 和 220 kV, 北京市、天津市等重要城市已形成 220 kV 环网。为把山西省大量电力送往北京市和天津市, 建设了自神头、大同到北京市和天津市的 500 kV 输电线路。华北电力系统示意图参见彩图插页第 3 页 3 图。

**华东电力系统** 由上海市、江苏省、浙江省、安徽省的供电区的电力系统互联组成。1990 年末的发电装机容量为 21930 MW, 总发电量为 1063 亿 kW·h, 水电容量占 9.3%。华东地区是中国经济最发达的地区, 工农业总产值约占全国的四分之一, 但是一次能源匮乏, 水力资源和煤分别仅占全国的 3.6% 和 4.2%, 所以需从山西和河南大量运入发电用煤, 葛洲坝的水电经  $\pm 500$  kV 直流输电线送入本地区。

系统内有全国最大的火力发电厂——谏壁电厂 (1625 MW), 也有中国自己设计、制造设备和安装的第一个大型水电厂——新安江水电厂 (662.5 MW)。其他大型火电厂有徐州 (1300 MW)、平圩 (1200 MW) 等电厂。中国自己设计和制造的第一台 300 MW 核电机组也已于 1991 年在秦山发电厂投入运行。

在本系统中, 以上海、杭州和常州三市为中心, 形成由双回 220 kV 输电线组成的环网, 并以 220 kV 线路连接新安江、富春江水电厂及江苏、浙江和安徽省的大型火电厂。在 220 kV 的网架上, 首先建设了从安徽淮南经浙江瓶窑和从江苏徐州经江都送上海市的二回 500 kV 线路, 形成跨省的 500 kV 联络线, 接着又建成浙江省内北仑发电厂与瓶窑间的 500 kV 线路。自葛洲坝水电厂向上海送电的  $\pm 500$  kV 的直流输电线路也于 1989 年投入运行。华东电力系统示意图参见彩图插页第 4 页 4 图。

**华中电力系统** 由河南、湖北、湖南、江西四省的电力系统互联而成。该地区一次能源基本平衡, 湖南和湖北两省多水电, 河南省多煤电。1990 年末发电装机容量为 19998 MW, 其中水电占 40.6%。总发电量为 953 亿 kW·h。

系统内有全国最大容量的水电厂——葛洲坝水电厂 (2715 MW), 还有丹江口水电厂 (900 MW); 大型火电厂有姚孟 (1200 MW)、焦作 (824 MW) 等电厂。

主要输电线路的电压为 500 kV 和 220 kV, 以 500 kV 的输电线连接葛洲坝、姚孟等大型发电厂和湖北、湖南、河南三省的负荷中心。1989 年华中电力系统与华东电力系统通过  $\pm 500$  kV 的直流输电线互联。



华中电力系统示意图参见彩图插页第5页5图。

**西北电力系统** 由陕西、甘肃、青海三省和宁夏回族自治区的电力系统互联而成。西北地区水力和煤炭资源都较丰富,甘肃和青海两省多水力资源,陕西省和宁夏回族自治区多煤炭资源。1990年末发电装机容量为8553 MW,其中水电占48.5%,总发电量为430亿kW·h。

系统内大型水电厂有龙羊峡(1280 MW)、刘家峡(1225 MW)水电厂等,大型火电厂有秦岭(1050 MW)火电厂等。

本系统的主要输电线路电压采用330 kV和220 kV。西北电力系统与四川省有一回220 kV联络线,并有一回330 kV线路降压到110 kV后向河南省供电。

甘肃省的酒(泉)玉(门)电力系统的发电装机容量为198 MW,尚未与西北电力系统互联。西北电力系统示意图参见彩图插页第6页6图。

**西南互联电力系统** 1982年四川和贵州两省电力系统以220 kV线路互联形成西南互联电力系统。西南地区水力资源丰富,占全国的67.8%,但已开发的还不到5%,此外还有煤、油、天然气等资源。1990年末发电装机容量为7971 MW,其中水电占37.5%,总发电量为382亿kW·h。系统内的大型水电厂有龚咀(700 MW)、乌江渡(630 MW)等水电厂,火电厂有重庆(696 MW)火电厂等。输电线路电压为220 kV和110 kV,与西北电力系统有一回220 kV的联络线。西南互联电力系统示意图参见彩图插页第6页7图。

**华南互联电力系统** 1985年广东省与广西壮族自治区的电力系统通过220 kV线路互联形成华南互联电力系统。此外,广东电力系统早于1979年与香港九龙中华电力公司所属的电力系统互联,并向澳门供电。1990年末的发电装机容量为10309 MW,其中水电占34%,总发电量为433亿kW·h。系统内的大型火电厂有沙角B(700 MW)、黄浦(1100 MW)火电厂等,大型水电厂有大化(400 MW)、新丰江(292.5 MW)水电厂等。主要的输电线路电压为220 kV,已建成沙角B到江门的500 kV线路。在建的天生桥水电厂(1320 MW)投入运行后,将以500 kV线路向广东省和广西壮族自治区送电。大亚湾核电厂的2台900 MW机组亦已建成发电,以500 kV线路接入系统,并以400 kV线路向香港送电。

**云南电力系统** 1990年末发电装机容量为2511 MW,水电占57.7%,总发电量为102亿kW·h。主要的水电厂有以礼河梯级(321.5 MW)、西洱河梯级(255 MW)水电厂等。火电厂有宣威(200 MW)、小龙潭(200 MW)、普坪村(148 MW)火电厂等。以昆明为中心,用220 kV线路连接云南省的中部和南部,

并连接以礼河、西洱河、宣威等发电厂。云南电力系统与四川、贵州间有110 kV联络线,但不并网,用作供电线路。600 MW的鲁布革水电厂正在建设中。

**山东电力系统** 1990年末发电装机容量为8091 MW,水电比例很小,仅占0.6%,总发电量为443亿kW·h。系统内的主要火电厂有石横(735 MW)、邹县(1200 MW)、黄台(925 MW)、辛店(600 MW)火电厂等。系统以济南、淄博、潍坊为中心形成220 kV的双回环网,烟台、青岛、济宁等城市和一些大电厂间用220 kV线路连接。从邹县发电厂至潍坊的500 kV输电线已建成。

**福建电力系统** 1990年末发电装机容量为3188 MW,水电占48.8%,总发电量为118亿kW·h。系统内的主要火电厂有福州(700 MW)、永安(350 MW)、漳平(200 MW)火电厂等,水电厂有古田溪(259 MW)水电厂。福州、泉州、厦门、漳平、三明、南平等主要城市和主要发电厂间用220 kV线路连接,形成一个环网。

在中国大陆的其他省和自治区中还有一些孤立的电力系统,如新疆维吾尔自治区的乌鲁木齐电力系统(1990年发电装机容量为1902 MW),西藏自治区的拉萨电力系统(1990年的发电装机容量为148 MW),海南省的电力系统(1987年发电装机容量为150 MW)等。

**台湾电力系统** 1990年的发电装机容量为16883 MW,其中水电2562 MW,火电9177 MW,核电5144 MW。系统内有三个发电厂的装机容量超过2000 MW,它们是:协和火电厂(2000 MW)、兴达火电厂(2100 MW)和大林火电厂(2098 MW)。1989年台湾省内345 kV的高压输电线长度为2297 km,此外还有11~161 kV的线路8952 km。

**香港电力系统** 香港将于1997年回归中国。香港电力系统主要由中华电力有限公司和香港电灯控股公司所属的发电厂和电力网组成并通过275 kV海底电缆联网。发电装机容量为6143 MW,输电线路电压为400、275、132 kV。香港中华电力公司电力系统通过132 kV线路与广东电力系统相连。

**澳门电力系统** 澳门将于1999年回归中国。澳门于1906年开始供电,1972年建立澳门电力公司负责澳门全区的发电和供电。至1993年,澳门电力系统的总装机容量为260 MW(18台机组),1990、1991、1992年的发电量分别为7.535、8.541、9.575亿kW·h。澳门电力系统经两回110 kV线路与广东电力系统相连,澳门地区内部的供电电压为66/11/0.4 kV。

**电力系统的调度管理** 中国电力系统的调度管理分为国家电力调度,大区(或跨省)电力系统调度,省

级电力系统调度和地区电力系统调度。按照电力系统“统一调度，分级管理”的原则，各级调度的管理范围及主要职责如下所述。

**国家电力调度** 负责大区电力系统间 500 kV 及以上电压等级联络线的运行管理；协调确定各大区电力系统间的交换功率；负责大区电力系统互联的安全稳定运行；协调各大区电力系统的经济运行；收集全国各电力系统的信息，并进行统计分析。

**大区电力系统调度** 直接调度大区内大型水力和火力发电厂，500 (330) kV 及以上电压的线路和变电所，220 kV 省级电力系统间联络线路和变电所以及直接调度的发电厂的送电线路；负责大区电力系统的安全经济运行和电能质量的管理；监督各省级电力系统执行发电和用电计划，或监督各省级电力系统按计划控制联络线的交换功率；收集全电力系统的信息，并进行统计分析和上报国家电力调度。

**省级电力系统调度** 调度省内 220 kV 线路和变电所，以及所属水、火力发电厂（由大区直接调度的除外）；调度地区电力系统间的 110 kV 联络线；负责省级电力系统范围内的安全经济运行和电能质量的管理；按计划完成发电任务和控制用电负荷，或控制与相邻省级电力系统间的联络线功率；收集本省级电力系统的信息，并进行统计分析和上报大区电力系统，独立的省级电力系统则直接上报国家电力调度。

**地区电力系统调度** 调度 110 kV 及以下电压的线路和变电所（由省级电力系统调度的除外）；负责地区电力系统和配电网的运行管理工作；掌握和分析用电负荷情况，并对高压大用户和县供电所进行调度管理；对地区小水电厂、小火电厂实行调度管理；收集地区电力系统的信息，并进行统计分析和上报省级电力系统调度。

**电力系统调度自动化** 中国的电力系统调度自动化工作始于 1958 年，东北电力系统首先采用机电型远动装置收集模拟信息，用模拟计算机进行自动调频和经济调度。60 年代末就在华北、东北、华东电力系统的调度中开始应用电子计算机，并于 1978 年 8 月在华北电力系统首先实现了用国产电子计算机对电力系统进行实时安全监视。近年来，各大区电力系统及一部分省级和地区电力系统也进行了电力系统调度和控制自动化的研究和实践，不同程度地实现了信息的收集、传输、处理、显示、打印等功能。1990 年前后，要求所有大区、省级及 50 个地区电力系统的调度所实现不同程度的用计算机监视和控制的自动化调度系统。到 2000 年，全国各级调度都要根据各自功能的要求，建立自动化调度系统，上下级调度间实现计算机通信网络，组成一个分层控制的调度系统。

#### 参考书目

李代耕，中国电力工业发展史料，北京：水利电力出版社，1983

（慕 洋）

Zhongguo peidian xitong gongdian kekaoxing tongji banfa

**中国配电系统供电可靠性统计办法** (statistical method of power supply reliability for distribution system in China) 1985 年 2 月

1 日，水利电力部以 (85) 水电电生字第 9 号文正式颁发了《配电系统供电可靠性统计办法》(试行)。要求各有关供电部门自 1985 年 2 季度开始分期分批试行。1985 年 7 月 24 日，水利电力部生产司以 (85) 电生供字第 155 号文发出了关于统计办法补充规定的通知，对统计办法中的若干条文作了补充规定和说明。1988 年 12 月，能源部电力司以电技 [1988] 44 号文，明确规定了全国统一的统计计算程序。1989 年 3 月正式出版了部标准《配电系统供电可靠性统计办法》及其说明的合订本。在修订原有统计办法的基础上，1991 年 4 月能源部 [1991] 363 号文颁发了《供电系统用户供电可靠性统计办法》(试行)。

**适用范围** 中国配电系统可靠性统计办法中定义的配电系统，是指产权属于供电部门所有，由供电部门运行、维护和管理，及产权虽属用户所有，但根据协议已委托供电部门运行、维护和管理，电压为 10 (6) kV 的配电网。包括由各变电部（发电厂）10 (6) kV 出线母线侧刀闸开始至公用配电变压器二次侧出线套管为止，及 10 (6) kV 高压用户的高压设备与供电部门的产权分界点为止范围内所构成的配电网。有关 35 ~ 110 kV 高压配电系统和 380/220 V 低压配电系统的统计，在总结经验的基础上在 1991 年修订本中作了补充。

**主要内容** 包括配电系统可靠性统计分析和配电设备可靠性统计分析两大方面。其概要如下：

(1) 阐述了编制配电系统可靠性统计办法和配电系统可靠性统计的目的、作用、意义、对象及适用范围；规定了应试行、推广、应用和填报的单位。

(2) 阐述了作为统计研究对象的配电系统及配电系统可靠性的基本概念；分析了配电系统和设备的状态；规定了各种状态的状态时间；划分了配电系统设备和用户设备及其统计的范围。

(3) 对各种停电的性质进行了分类；规定了停电时间、停电容量、停电损失电量及用户容量的计算方法，以及用户统计单位。

(4) 建立和定义了统计评价指标和计算公式；规



定了数据处理方法。指标计有 23 个（见配电系统可靠性指标）。统计数据包括基本参数和运行数据两部分。而其中，运行数据又可分为系统停电事件和设备停运事件两大类。

(5) 制定了各种统计编码及编码规则。包括：配电系统停电及设备停运原因编码；配电设备、部件、部位及状况编码；线路及线路段编码规则；统计范围及处理方式代码。引用了水利电力部生产司 1984 年编制的《电子计算机用事故明细月报卡填报手册》所列单位名称编码。

(6) 规定了统计表格、填报要求及其用途。统计表格计有 6 种：①表一，配电系统基本情况统计表；②表二，配电系统停电事件记录卡；③表三，配电系统供电情况记录表；④表四，配电系统停电（设备停运）原因分类统计表；⑤表五，配电系统故障停电和预安排停电按设备分类统计表；⑥表六，配电系统可靠性指标统计表。其中，表一和表三，是整个配电系统和配电设备

可靠性统计计算的基础。而表四、表五和表六，则是统计计算的结果和分析评价的依据。

(7) 建立了统计报告制度。规定：各供电部门应设专人负责统计、计算和填报，并逐年积累，妥善保存。每年的统计计算数据和指标，应于次年 1 月 31 日以前向上级报送。向部报送表六所列各项指标，向网、省局及指定的归口单位报送表四、五、六的统计数据和指标。

统计办法的数据管理系统 为能源部规定的全国统一的统计计算程序软件。系以 DBASE-Ⅲ 研制而成，为三级模式结构，由 60 个命令文件，3 个内存变量文件，16 个数据文件组成。采用屏幕汉字提示，人机对话方式。具有通用性，可适用于供电局、省局、网局及部等各级管理。

自 1985 年全国试行和推广部标准《配电系统供电可靠性统计办法》以来，已积累了大量数据和资料。现将全国各重点城市供电局配电系统供电可靠率列于表中。

全国一些重点城市供电局配电系统供电可靠率（%）

年份	北京	上海	天津	石家庄	太原	沈阳	大连	长春	哈尔滨	武汉	南京	杭州	广州
1985	99.33	99.41	97.43	98.73	99.28	99.55		99.49					
1986		99.54		98.79	99.34		98.97				99.46	98.17	
1987		99.64		99.06	99.43			99.43			99.53	98.61	
1988	99.08	99.63	97.79	95.52	97.52	97.38	99.67	99.59	98.85	98.90	97.90		
1989	99.05	99.62	98.11	94.25	97.34	96.76	97.93	96.36	98.58	98.70	99.41		
1990	99.56	99.77		97.63		99.50	99.69	99.55	99.35	99.72	99.49		
1991	99.51	99.71	99.20	98.46	99.12	99.83	99.85	99.76	99.58		99.56		

年份	济南	徐州	武汉	长沙	成都	贵阳	昆明	西安	兰州	西宁	银川	乌鲁木齐	拉萨
1985					96.57	96.41	99.43	99.68	99.66		98.92		
1986					94.20	98.54	99.50	99.76	99.71	99.42	99.76	98.66	
1987				99.43	88.26	98.31	99.11	99.22	99.49	99.27	99.79	99.17	
1988	99.75	90.34	98.19	99.66	88.73	98.46	96.81	93.71	99.30	99.58	99.78	98.30	
1989	99.64	99.12	98.70	99.36	91.57		99.40		99.29	99.67	99.62	99.03	
1990	99.64	99.60	99.01	99.52	95.60	98.93	99.33		99.48		99.81		
1991	99.64	98.92	99.62	99.65	92.83	99.29	99.59		99.67	99.68	99.72	99.25	

注：表中所列供电可靠率均未排除外部影响。

(陈文高)

zhongjian fuhe fadianchang

**中间负荷发电厂** (intermediate load power plant) 以承担电力系统日负荷曲线中间部位负荷为主的发电厂(见电力系统调峰)。在日负荷曲线上，一般将平均负荷与基本负荷间的部分称作中间负荷。中间负荷(亦称腰荷)发电厂所带负荷变动幅度较大，在高峰负荷期间发到机组的最大出力或接近最大出

力，低谷负荷期间降到技术上允许的最低出力，承担一小部分基本负荷，有的要在低谷负荷时停止发电。中间负荷发电厂一般选用：①日调节和周调节水电站，其发电量可在一天之内和一周之内灵活调整，能适应日负荷的变化，除洪水期外可经常承担中间负荷。②水电比重较大的电力系统，主要由水电站承担中间负荷，只是在洪水期为避免弃水才由火电厂承担中间负荷。在此



情况下,火电厂带变动负荷所引起的损失与水电厂少弃水或不弃水所取得的收益相比是值得的。③火电为主的电力系统,除水电厂承担一部分中间负荷外,主要由煤耗微增率较高、容量较小、调节性能好和起停灵活的火电厂承担中间负荷。

(李朝安)

zhongjian jidianqi

**中间继电器** (auxiliary relay) 其激励量由一继电器的输出电路控制,用以增加控制对象的数量或扩大控制容量的一种有或无继电器,又称辅助继电器。按动作特性有:通电后无延时(瞬时)动作、断电后无延时(瞬时)返回,通电后延时动作、断电后瞬时返回,通电后瞬时动作、断电后延时返回等。此外,有的中间继电器附加有电压或电流保持动作回路。

中间继电器是继电保护装置和电气自动装置中最基本的逻辑元件。

(李振和)

zhuanzi yundong fangcheng

**转子运动方程** (rotor motion equation)

见同步电机数学模型。

zidong chonghezha

**自动重合闸** (auto-reclosing) 架空线路或母线因故(例如发生了短路故障)断开后,被断开的断路器经预定短时延而自动合闸,使断开的电力元件重新带电;如果故障未消除,则由保护装置动作将断路器再度断开的自动操作循环。

**作用** 长期的运行统计说明,架空线路的短路故障绝大多数具暂时性质,当故障消失,故障点的绝缘即可迅速恢复,从而提供正常运行条件。采用自动重合闸,可以使因短路断开的线路迅速得以恢复送电。因而,在供电网中,它可以提高对用户供电的可靠性;而在主要输电网中,则可以快速恢复电力网的完整性,从而显著提高电力网的安全水平。在各级电压电力网中,自动重合闸的应用极为普遍。对于电缆线路,因故障多为永久性,一般不实施重合闸,以避免严重损坏。自动重合闸也用于变电所母线,但不多。

**类别** 主要分为三相重合闸、单相重合闸和综合重合闸。

**三相重合闸** 不论线路发生单相或多相短路故障,继电保护动作后均同时跳开三相断路器,然后三相同时重合闸。在供电网中,采用三相操作断路器,因而是唯一可用的重合闸方式。在主要输电网中,对具有多回并联通路的线路,即使装设了单相操作的断路器,为

了简化继电保护,也广泛采用三相重合闸。

**单相重合闸** 用于设置了单相操作断路器的超高压输电线路。当线路发生单相接地时,经继电保护的 控制,只断开故障相,另两相仍保留运行,如果重合到故障未消除的情况,则跳开三相断路器不再重合;当线路发生多相故障则同时跳开三相不再重合。选用单相重合闸的依据是因为超高压线路的绝大多数故障是单相接地;同时在单相跳开的过程中,由于有两相继续保留运行,仍然具有继续传输相当份额功率的能力,因而显著地提高了重合闸过程中的电力系统同步运行稳定性。设置单相重合闸,要求有能可靠地区分单相及多相故障与正确选出故障相别的控制逻辑,有关的继电保护配置、整定计算也较为复杂。在一些重要的同杆双回线上,为了解决异名相(例如甲线 A 相与乙线 B 相)同时故障问题,发展了按相重合闸方式,即在双回线的两个三相线路中只要保留了异名两相连通两侧电源,就实现按故障相跳闸随之各自重合闸,它要求有很强的重合闸逻辑控制功能。

**综合重合闸** 单相故障单相跳闸并单相重合闸,多相故障三相跳闸并三相重合闸的方式。

**重合闸时间** 由故障点断开电源到再接通系统电压的间隔时间。它包括由断路器跳闸到给出断路器合闸命令的预定时间延与断路器本身的合闸时间。重合闸时间必须大于故障点消弧及绝缘恢复的时间,才能保证重合闸成功,对于三相重合闸,为此一般选为不小于 0.3~0.5 s,后者适于超高压主输电网;对于单相重合闸,在中长超高压线路上,故障点消弧时间很长,需要考虑特殊的加速消弧措施。在主输电网中,如果考虑重合到故障未消除情况下对系统暂态稳定的影响,合理地选择重合闸时间将有重要的意义。

**重合闸次数** 普遍采用一次重合闸方式,即重合于故障未消除的情况时,再次跳闸即不再重合。在较低电压供电线路上,也采用二次或三次重合闸方式,但后二次的重合闸间隔时间很长,主要代替手动强送。重合闸成功率并不因采用多次重合闸而有很大提高。

(王梅义)

zitongbu chonghezha

**自同步重合闸** (auto-reclosing with self-synchronism) 见三相重合闸。

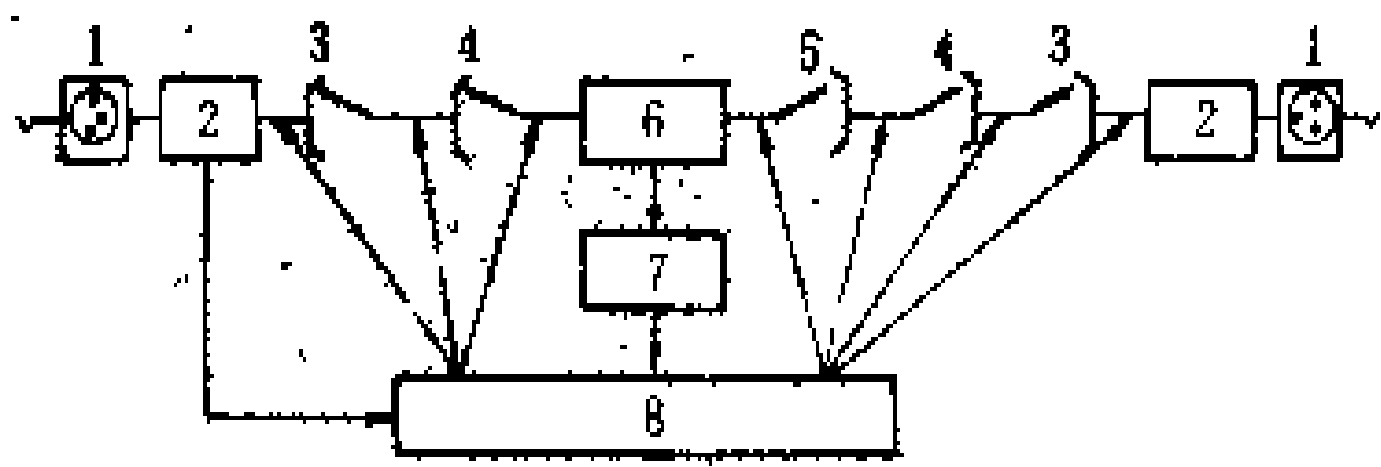
zonghengzhi jiaohuanji

**纵横制交换机** (crossbar exchanger) 以纵横接线器实现话路接续动作,由记发器和标志器组成控制系统的自动电话交换设备。其功能是主叫用户摘机拨号后,全部的与被叫用户电路的接通过程,以及



话后的电路复原过程,均不需要人工干预。

**纵横制交换机的构成** 交换机由话路接续网络、记发器、标志器、绳路、用户电路组成,如图所示。



纵横制交换机的构成示意图

1—话机;2—用户电路;3、4、5—话路接续网络;  
6—绳路;7—记发器;8—标志器

**话路接续网络** 由纵横接线器组成。它是由横棒和纵棒相互垂直放置构成的接点矩阵。每根横棒由电磁铁控制使其选择两个工作位置之一,以提供有关接点组闭合的条件,因而又称为选择棒。当横棒动作后,由电磁铁控制相应纵棒动作,就能推动横棒上相应的选择指针,使被选择的接点组闭合。

**记发器** 在接续过程中以旁路方式工作,完成号码接收、计数、存储和发送的公用设备。它由脉冲接收、脉冲计数和存储、发码和译码电路组成。作用是向用户送拨号音、接收存储主叫用户所拨的被叫用户号码,然后向标志器发送启动信号,在完成接续动作以后释放,准备处理新的呼叫。

**标志器** 在接续过程中,完成呼入、呼出接续动作的公用控制设备。每完成一次呼叫接续,标志器需要介入两次。在进行呼出接续时,标志器需要确定主叫用户号码,选择一条空闲的绳路将主叫用户接入记发器,由记发器向主叫用户送拨号音。在进行呼入接续时,标志器测试被叫用户的忙闲状态,选定绳路接通被叫用户。

**绳路** 接续完成以后为用户话机提供电源、通话回路、振铃和控制保持的电路。

**用户电路** 交换机控制设备和用户话机之间的接口电路。

**纵横制交换机的控制方式** 有集中记发集中控制、集中记发分级控制和分散记发分散标志三种控制方式。

**集中记发集中控制** 整个交换机只采用一级记发器和一级标志器,以控制各选择级的接续。

**集中记发分级控制** 除采用集中记发外,各选择级单独设置标志器控制各选择级的接续。

**分散记发分散标志** 各选择级有自己的记发器和标志器的控制方式。

(卢武彬)

zukang jidianqi

**阻抗继电器** (impedance relay) 见距离继电器。

zuijia chonghezna shijian

**最佳重合闸时间** (optimal reclosing time)

在重合于线路永久性故障情况下,最有利于电力系统暂态稳定性的重合闸时间。在超高压输电网中,如果只考虑快速恢复线路而采用快速单相或三相重合闸,即取断电时间在 0.5 s 左右,当重合于故障未消除情况时,将严重影响电力系统的稳定运行。在一些电网情况下,可能把本来不进行重合闸可以保持稳定的系统因重合于故障而失去暂态稳定,或者为了保持重合于故障后的系统稳定而不得不降低线路的传输功率或采取其他额外措施。

根据电力系统稳定分析,在线路第一次故障过程中,邻近的发电机组因短时间的输入机械功率大于电输出功率而使转轴加速,相对主系统的电动势角差增大。线路故障切除后,则将因电功率大于机械功率而逐渐减速,产生了机电振荡。如果采用 0.5 s 左右的重合闸,第二次的线路故障将出现在发电机组电动势角差摆到最大值附近。发电机组转轴的再次加速将使电动势角差继续迅速增大而对主系统失去同步。如果重合闸时间适当地增大到发电机组第一次回摆到转轴具有低于额定值的最低转速附近时再重合,即使重合到故障,发电机组在第二次故障过程中获得的动能将首先用于提高转速,允许的摆角也很大,从而保持了第二次故障后的稳定运行,其结果将与不进行重合闸的情况相似。

分析计算结果也说明,虽然最佳重合闸时间随线路传输功率的大小而变化,但如果按传输最大功率的情况整定,在传输较轻功率时,同样可以满足保持系统最终稳定的要求。

(王梅义)

zuxiao kejieshou suishou xuliang

**最小可接受岁收需量** (minimum acceptable revenue requirement)

一个企业为支付其年支出且避免发生亏损所必须具有的最少年收入。最小可接受岁收需量经常以固定资产或投资总额的百分值表示。

**最小可接受岁收需量的构成** 它包括最小可接受回收费用和与经营有关的费用两部分。

(1) 最小可接受回收费用。为支付投资的各种利息、股息而必须每年支付的一笔费用,其值与投资的组成有关。



(2) 与经营有关的费用。如劳务、原料、燃料、材料消耗、维修、所得税以及公杂支出等各种费用。

岁收需量现在值 最小可接受岁收需量是一笔等年值费用，例如对一电厂而言，在不考虑通货膨胀时，每年的燃料费及人员工资都认为是不变的，在作经济比较时，需将其折算成现在值。当把最小可接受岁收需量折成现在值时，称为岁收需量的现在值。

参考书目

Albrecht P F. Evaluating Reliability in Purchasing Decisions. Los Angeles California, 1979

(郭永基)

zuixiao touzi shouyilu

**最小投资收益率** (minimum acceptable return, MAR) 各种投资构成的不同利率的数学期望值(加权平均值)。它是支付投资的各种利息、股息等而每年必须支出的一笔费用，其值与投资的组成有关。一般投资构成中有银行贷款、股票、债券、期票

等，且各有各的利率。它们均对最小投资收益率的计算产生影响。例如，某工程的投资构成如下表，则最小投资收益率为

$$\begin{aligned} \text{MAR} &= 0.4 \times 0.08 + 0.1 \times 0.088 + 0.25 \times 0.12 \\ &\quad + 0.15 \times 0.085 + 0.1 \times 0.08 \\ &= 0.09155 \end{aligned}$$

一般最小投资收益率总应比银行利率高，以便吸收投资。

某工程投资构成表

投资构成	银行贷款	股份	长期债券	短期债券	债券
比例(%)	40	10	25	15	10
利率(%)	8	8.8	12	8.5	8

参考书目

Marks G E. Reliability Economics. IEEE TC, 1982  
Munasinghe M. A New Approach to Power System Planning. IEEE Trans. Vol. PAS-99, No. 3, 1980

(郭永基)

# 条目汉字笔画索引

## 说 明

一、本索引供读者按条目标题的汉字笔画查检条目。

二、条目标题按第一字的笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、㇇（折，包括㇇しく等）的顺序排列。第一字相同的，依次按后面各字的笔画数和起笔笔形顺序排列。

三、用罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的条目标题依次排在汉字开头的条目标题的后面。

四、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

### 二画

#### [一]

二进制同步通信规约 ..... 200

### 三画

#### [一]

三相重合闸 ..... 305

工频突变量方向比

较式纵联保护 ..... 229(217)

工频突变量距离继

电器 ..... 229(269)

#### [㇇]

卫星地球站 ..... 351

卫星通信 ..... 351

### 四画

#### [一]

开关量 ..... 273(62)

天线 ..... 329

无功功率与电压自动

控制 ..... 352

无线电通信 ..... 354

无线电通信频段 ..... 354

不接地系统 ..... 17(219)

比特差错率 ..... 11

互调失真 ..... 242

互联电力系统运行 ..... 241

互联电力系统经济调度 ..... 239

互联系统可靠性 ..... 241

互感器二次回路接地 ..... 239

### [丨]

日本电力系统 ..... 298

日本电力系统可靠性

管理 ..... 299

日本配电系统可靠性 ..... 302

中间负荷发电厂 ..... 405

中间继电器 ..... 406

中国电力设施的可靠性

统计 ..... 400

中国电力系统 ..... 401

中国城市电网可靠性

规定 ..... 400

中国配电系统供电可

靠性统计办法 ..... 404

内过电压模拟装置 ... 286(384)

水电火电混合系统有功

功率经济分配 ..... 322

水耗微增率 ..... 324

水情信息 ..... 324(62)

水煤转换系数 ..... 324

### [丿]

手动合闸后加速保护 ..... 308

分组交换机 ..... 220

分裂导线载波通信 ..... 220

### [、]

方向比较式纵联保护 ..... 217

火电厂厂址选择 ..... 242

计算机网络系统 ..... 249(178)

计算机通信规约 ..... 249(316)

### [㇇]

允许式与闭锁式纵联

保护 ..... 382

双机系统 ..... 321

双回线保护 ..... 321

### 五画

#### [一]

功率方向继电器 ..... 229

功率继电器 ..... 229

节点导纳矩阵 ..... 259

节点阻抗矩阵 ..... 259

东北电力系统 ..... 188(401)

东欧各国电力系统互联 ..... 188

### [丨]

北欧各国电力系统互联 ..... 10

《北美互联系统运行

可靠性准则》 ..... 9

北美电力系统可靠性管理 ..... 5

北美电力系统规划设计

可靠性准则 ..... 3

电力网化简与等值 ..... 41

电力网节点编号优化 ..... 43

电力网发展规划 ..... 41(139)

电力网结构 ..... 43

电力网等值电路 ..... 40

电力负荷分类 ..... 38

电力负荷电压及频率

特性 ..... 38

电力负荷预测方法 ..... 39



电力系统 .....	45	电力系统运行状态 .....	136	电力系统频率特性 .....	106
电力系统工作容量 .....	78	电力系统运行备用容量 .....	134	电力系统频率调整 .....	106
电力系统无功功率平衡 .....	125	电力系统运行接线方式 .....	135	电力系统频率崩溃 .....	105
电力系统无功功率补偿 .....	124	《电力系统技术导则》 .....	80	电力系统数字仿真 .....	111
电力系统无功负荷 .....	124	电力系统状态估计 .....	145	电力系统静态稳定 .....	92(118)
电力系统互联 .....	79	电力系统现场试验 .....	126	电力系统模拟屏 .....	103(176)
电力系统瓦解 .....	118	电力系统事故后运行 方式 .....	111	电力系统模拟装置 .....	103
电力系统日负荷峰谷差 .....	108	电力系统的系统事故 .....	55	电力系统稳定 .....	118
电力系统日负荷率 .....	108	电力系统的系统事故 处理 .....	56	电力系统稳定控制 .....	121
电力系统日调度计划 .....	107	电力系统备用容量 .....	52	电力系统稳定器 .....	123
电力系统中性点接地 方式 .....	142	电力系统实时负荷预测 .....	110	电力系统潮流计算 .....	54(20)
电力系统中期发展规划 .....	139	电力系统经济调度 .....	89	电力系统潮流优化 .....	54
电力系统长远发展规划 .....	52	电力系统经济调度控制 .....	90	电力系统警戒状态 .....	92
电力系统分析 .....	74	电力系统重大事故 .....	142	电力线复合电缆载波 通信 .....	150
电力系统正常运行方式 .....	138	电力系统恢复状态 .....	79	电力线载波机 .....	152
电力系统正常运行状态 .....	138	电力系统振荡 .....	137	电力线载波保护 .....	151
电力系统可靠性 .....	92	电力系统监视控制 .....	84	电力线载波保护专用 收发信机 .....	151
电力系统可靠性优化 .....	100	电力系统紧急状态 .....	87	电力线载波保护复用 载波机 .....	151(152)
电力系统可靠性经济学 .....	99	电力系统容量 .....	108	电力线载波信号模式 分析计算 .....	160
电力系统可靠性准则 .....	101	电力系统调压 .....	114	电力线载波通信 .....	159
电力系统可靠性基本 数据 .....	96	电力系统调相调压设计 .....	114	电力线载波通道测试 .....	158
电力系统电力平衡 .....	57	电力系统调峰 .....	112	电力线载波通道衰减 .....	159
电力系统电力电量综合 平衡 .....	56	电力系统调峰设计 .....	113	电力线载波通道衰减 .....	159
电力系统电压逆调整 .....	58	电力系统调度分层控制 .....	59	电力线载波频率分配 .....	157
电力系统电压特性 .....	59	电力系统调度自动化 .....	65	电力线载波频率分隔 设施 .....	156
电力系统电压崩溃 .....	58	电力系统调度自动化 设计 .....	69	电力线载波耦合方式 .....	155
电力系统电量平衡 .....	57	电力系统调度员 .....	64	电力线载波耦合装置 .....	155
电力系统发电功率因数 .....	74	电力系统调度员培训仿 真器 .....	64	电力线噪声 .....	161
电力系统动态模拟 .....	70	电力系统调度信息 .....	62	电力部门可靠性费用 .....	37
电力系统动态稳定 .....	71(118)	电力系统调度管理 .....	61	电力调度反事故措施 .....	38
电力系统再同步 .....	137(118)	电力系统通信 .....	115	电平 .....	165
电力系统有功功率平衡 .....	127	电力系统通信设计 .....	116	电机自励磁 .....	36
电力系统年度运行方式 .....	104	电力系统继电保护 .....	80	电压中枢点 .....	170
电力系统自动化 .....	146	电力系统继电保护与 安全自动装置设计 .....	83	电压回路断线闭锁保护 .....	168
电力系统自动解列装置 .....	149	电力系统继电保护配置 .....	82	电压和电流不对称度 .....	167
电力系统负荷曲线 .....	77	电力系统检修运行方式 .....	86	电压质量 .....	169
电力系统负荷管理 .....	76	电力系统联网规划设计 .....	102	电压监测点 .....	168
电力系统安全分析 .....	47	电力系统联络线 .....	101	电压继电器 .....	168
电力系统安全自动装置 .....	50	电力系统暂态稳定 .....	137(118)	电压等级 .....	166
电力系统安全控制 .....	48	电力系统最大可能出力 .....	150	电抗继电器 .....	37(269)
《电力系统安全稳定 导则》 .....	49	电力系统最大负荷 .....	150	电流互感器暂态误差 .....	163
电力系统设计 .....	110(139)	电力系统最小负荷 .....	150	电流平衡继电器 .....	164
电力系统设备检修调度 管理 .....	109	电力系统短路电流水平 .....	73	电流相位比较式纵联 保护 .....	164
电力系统运动技术 .....	128	电力系统短路电流配合 .....	71	电流保护 .....	161
电力系统运行 .....	131	电力系统频率 .....	104	电流差动式纵联保护 .....	162
电力系统运行过电压 .....	135	电力系统频率异常运行 .....	107	电流继电器 .....	164

电容式电压互感器暂态 误差 .....	166
电能质量 .....	165
电量变送器 .....	161(62)
电源发展规划 .....	170
电源优化数学模型 .....	174
电源建设计划 .....	172
电源建设前期工作 .....	173
电磁环网 .....	34
电磁波传播预测 .....	33
电磁型继电器 .....	34
电磁暂态过程计算 .....	35

## [→]

出口继电器 .....	29
加拿大电气协会《配电系 统可靠性工程指南》 .....	252
发电厂接入系统设计 .....	201
发电机失磁异步运行 .....	202
发电机组出力管理 .....	202
发电机组有效载荷容量 .....	202
发电机组最大最小出力 特性 .....	203
发电机组增长出力特性 .....	203
发电系统风险特性系数 .....	204
发电系统可靠性 .....	205
发电系统可靠性负荷 模型 .....	206
发电系统可靠性指标 .....	207
发电系统检修计划优化 .....	205
发电系统等值负荷 .....	204
发电系统模型 .....	209
发输电合成系统可靠性 .....	212
发输电合成系统可靠性 分析方法 .....	213
发输电合成系统可靠性 指标 .....	214
发输电合成系统故障 后果分析 .....	210
发输电合成系统故障 状态 .....	211
发输电合成系统停运 状态及模型 .....	216
对称分量法 .....	196
母线重合闸 .....	286
母线差动保护 .....	285

## 六画

## [一]

动力资源开发 .....	189
动态等值 .....	192

共模干扰与串模 干扰 .....	229(62)
机组经济组合 .....	245
西北电力系统 .....	356(401)
西欧各国电力系统互联 .....	356
有功功率与频率自动 控制 .....	372
有线通信线路 .....	374
有效接地系统 .....	375
成本微增率 .....	26

## [1]

尖峰负荷发电厂 .....	255
光中继器 .....	238
光功率计 .....	232
光传输衰减 .....	231(235)
光纤 .....	233
光纤连接器 .....	235
光纤保护 .....	234
光纤通信 .....	235
光纤通信测试 .....	237
光纤接续 .....	235(235)
光时域反射计 .....	233
光信号模式 .....	238(235)
光衰减器 .....	233
光通信波段 .....	233(235)
光缆 .....	232
光端机 .....	231
同步电机坐标 系统 .....	340(337)
同步电机参数 .....	335
同步电机相量图 .....	340(337)
同步电机数学模型 .....	337
同步机组惯性常数 .....	340
网络方程求解方法 .....	341
网络控制通信规约 .....	342
网损 .....	343
网损修正系数 .....	343

## [1]

华中电力系统 .....	242(401)
华东电力系统 .....	242(401)
华北电力系统 .....	242(401)
自动重合闸 .....	406
自同步重合闸 .....	406(305)
行波保护 .....	361
合环与解环 .....	239
负序继电器 .....	223
负荷动态特性 .....	221
负荷静态特性 .....	222
多个系统互联的可靠性	

分析法 .....	196
多机系统 .....	197
多路复用终端设备 .....	197

## [、]

交直流输电并联运行 .....	258
交流计算台 .....	258
并列与解列 .....	15

## [→]

导引线保护 .....	31
-------------	----

## 七画

## [一]

远动传输规约 .....	377
远动终端 .....	381
远动通道 .....	380
批次信息 .....	297(62)
苏联电力系统 .....	324
苏联《电力系统稳定 导则》 .....	326
极限故障切除时间 ...	246(385)
两个系统互联的可靠性 分析法 .....	277
励磁系统数学模型 .....	274
连锁反应 .....	277

## [1]

时间继电器 .....	306
-------------	-----

## [、]

快速重合闸 .....	273
-------------	-----

## [→]

阻抗继电器 .....	407(269)
纵横制交换机 .....	406

## 八画

## [一]

英国电力系统 .....	365
英国电力系统可靠性 管理 .....	366
英国电力委员会供电 可靠性规定 .....	364
英国《发电厂接入系统 的规划安全标准》 .....	370
英国《供电安全导则》 .....	371
英国《配电系统国家事故 和停电报告制度》 .....	371
英国《超高压输电网规划	

安全标准》 .....	363
直流计算台 .....	393
直流输电 .....	393
直流输电系统继电保护 .....	397
直接跳闸式保护 .....	392
事件顺序记录 .....	307
事故过负荷能力 .....	306
事故拉闸 .....	307
转子运动方程 .....	406(337)

## [ ]

非有效接地系统 .....	219
非同步运行 .....	218
非同步重合闸 .....	218(305)
非全相运行 .....	218
国民经济行业用电 .....	238
固定折年率 .....	229

## [ ]

货币时间价值 .....	244
采样 .....	18
备用容量确定方法 .....	10

## [、]

变电所二次回路干扰 .....	12
变电所通信设备防护 .....	14
单机系统 .....	30(178)
单相重合闸和综合重 合闸 .....	30
波分复用 .....	16
波形质量 .....	16
实时信息 .....	306(62)

## [→]

线路自动重合闸配置 .....	359
线路纵联保护 .....	359
线路继电保护配置 .....	357
经济比较法 .....	260

## 九画

## [一]

城乡居民生活用电 .....	27
城市电力网规划 .....	26
按电压降低自动减负荷 .....	1
按频率降低自动减负荷 .....	2
故障录波装置 .....	231
故障测距 .....	230
标幺值系统 .....	15
相电流差突变量选相 元件 .....	360(30)

## [ ) ]

选相元件 .....	362(30)
重合闸后加速保护 .....	28
复杂故障计算 .....	223
保护继电器 .....	3
信号继电器 .....	361
信道机 .....	360
信噪比 .....	361

## [、]

差动继电器 .....	18
美国电力系统 .....	281
美国《邦维尔电力局可 靠性准则和标准》 .....	280
派克方程 .....	288(337)

## [→]

架空地线复合光缆 .....	254
绝缘地线载波通信 .....	271

## 十画

## [一]

振荡解列装置 .....	391(149)
载波继电保护 .....	384
配电自动化 .....	295
配电系统及设备的状态 .....	288
配电系统可靠性 .....	288
配电系统可靠性评估 方法 .....	288
配电系统可靠性指标 .....	290
原动机调速系统数学 模型 .....	375

## [ ) ]

特高频保护 .....	327
倒闸操作 .....	32

## [、]

衰减频率特性 .....	320
高压直流输电模拟装置 .....	228
高级数据链路控制规约 .....	226
高阻抗接地系统 .....	229(219)
消弧线圈接地 系统 .....	360(219)
调制解调器 .....	330(380)
调频发电厂 .....	330
调度中心计算机房 .....	177
调度台 .....	176(176)
调度自动化人机联系	

设备 .....	182
调度自动化计算机系统 .....	178
调度自动化系统 .....	183
调度自动化系统实例 .....	186
调度规程 .....	175
调度命令 .....	175
调度室 .....	176
调度通信总机 .....	177

## [→]

弱联系电力系统稳定 的概率评估法 .....	303
通信与运动调度运行 管理 .....	335
通信电源 .....	333
通信网监测系统 .....	334
通信接口 .....	334(128)
通信控制器 .....	334
通道衰减 .....	333
继电保护运行管理 .....	250
继电保护试验 .....	249
继电保护振荡闭锁装置 .....	251
继电保护整定 .....	251

## 十一画

## [一]

基本负荷发电厂 .....	245
基本型通信规约 .....	245
检电压重合闸 .....	258(305)
检同步重合闸 .....	258(305)
检邻线电流重 合闸 .....	258(305)
检错纠错编码 .....	255

## [ ]

距离保护 .....	266
距离继电器 .....	269

## [ ) ]

移动通信 .....	363
偶发事件枚举法 .....	287
停电损失 .....	330

## [、]

断路器失灵保护 .....	195
---------------	-----

## 十二画

## [一]

超范围与欠范围式纵联 保护 .....	19
------------------------	----

超高压并联电抗器选择 .....	19
超短波通信 .....	18
提高电力系统稳定二次 系统措施 .....	328
提高电力系统稳定措施 .....	327
散射通信 .....	305
暂态网络分析仪 .....	384
暂态稳定计算 .....	385
暂态稳定计算李亚普 诺夫直接法 .....	388

[ 1 ]

最小可接受岁收需量 .....	407
最小投资收益率 .....	408
最佳重合闸时间 .....	407
晶体管继电保护装置 .....	261

[ J ]

链路控制通信规约 .....	277
短路电流计算 .....	193
程控交换机 .....	28
等面积定则 .....	32(385)
等微增率经济调度 .....	32
集成电路继电保护装置 .....	246
馈线 .....	273

十三画

[ 一 ]

摇摆曲线 .....	363(385)
蒙特卡洛法 .....	284
感应型继电器 .....	226
零序继电器 .....	279
输电网电压调整 .....	310
输电系统可靠性 .....	311
输电系统可靠性的确	

定性准则 .....	311
输电系统的暂态可靠性 准则 .....	310
输电能力 .....	309

[ 1 ]

频率质量 .....	297(104)
频率变化率继电器 .....	297
频率继电器 .....	297

[ J ]

微机型继电保护装置 .....	347
微波中继站 .....	347
微波中继通信 .....	346
微波保护 .....	344
微波通信监控系统 .....	345
遥信 .....	363(128)
遥测 .....	363(128)
遥调 .....	363(128)
遥控 .....	363(128)

[ 、 ]

数字通信 .....	320
数据采集与监控 .....	312(84)
数据终端设备 .....	319
数据复用器 .....	312
数据信号调制方式 .....	318
数据调制解调器 .....	313
数据通信 .....	314
数据通信网 .....	316
数据通信接口标准 .....	315
数据集中器 .....	313
煤耗微增率 .....	280

[ 7 ]

群时延失真 .....	297
-------------	-----

十四画

[ 一 ]

静态稳定小干扰 分析法 .....	266(263)
静态稳定计算 .....	263
静态稳定实用计 算法 .....	266(263)
模拟屏 .....	285(182)
模拟通信 .....	285
模拟量 .....	285(62)
模数转换器与数模 转换器 .....	285(62)

[ J ]

稳定极限和静态稳 定储备系数 .....	352(118)
-------------------------	----------

十五画

[ 、 ]

潮流计算 .....	20
潮流计算牛顿—拉夫 逊法 .....	23
潮流计算P—Q分解法 .....	24
潮流计算直流法 .....	25
潮流计算高斯—赛德尔 迭代法 .....	22

十六画

[ 一 ]

整流型继电器 .....	391
--------------	-----

$\alpha\beta 0$ 法 .....	1
-------------------------	---

# 条 目 外 文 索 引

## (INDEX OF ARTICLES)

### A

- abnormal frequency operation of electric power system ..... 107
- AC network analyzer ... 258
- active power balance of electric power system ..... 127
- A/D converter and D/A converter ..... 285
- alert state of electric power system ..... 92
- analogue communication ..... 285
- analogue value ..... 285
- analytical method of reliability for complex interconnected power systems ..... 196
- analytical method of reliability for two interconnected power systems ..... 277
- annual operation planning of electric power system ..... 104
- antenna ..... 329
- anti-failure measures ..... 38
- arc-suppression coil grounded system ..... 360
- asynchronous operation of synchronous generator ..... 202
- attenuation of optical signal transmission ..... 231
- attenuation of PLC channel ..... 159
- automatic control of active power and frequency ..... 372
- automatic control of reactive power and voltage ..... 352
- automatic power system splitting device ..... 149
- automatic under-frequency load shedding ..... 2
- automatic under-voltage load shedding ..... 1
- automation system of power system dispatching ..... 183
- auto-reclosing ..... 406
- auto-reclosing with adjacent line current checking ..... 258
- auto-reclosing with synchronism checking between line and bus voltage ..... 258
- auto-reclosing with line voltage checking ..... 258
- auto-reclosing without synchronism checking between line and bus voltages ..... 218
- auto-reclosing with self-synchronism ..... 406
- auxiliary relay ..... 406
- avalanche of electric power system ..... 118

### B

- base load power plant ... 245
  - basic data for power system reliability ..... 96
  - basic mode control protocol for data communication ..... 245
  - batch information ..... 297
  - BEC *Engineering Recommendation P2/5, Security of Supply* ..... 371
  - BEC *National Fault and Interruption Reporting Scheme* ..... 371
  - BEC provisions of power supply reliability ..... 364
  - Bit error rate ..... 11
  - busbar auto-reclosing ..... 286
  - busbar differential protection system ..... 285
- ### C
- carrier pilot protection system ..... 384
  - cascading ..... 277
  - CCU ..... 334
  - CEA *Distribution System Reliability Engineering Guide* ..... 252
  - CEGB *Planning Standard of Security for the Connection of Generating Station to the System* ..... 370
  - CEGB *Planning Standard of Security for the Super Grid Transmission Network* ..... 363
  - Central China electric power system ..... 242
  - channel attenuation ..... 333
  - check line function in auto-reclosing logic ..... 28
  - check line function in manual closing logic ..... 308
  - common - mode interference and differential-mode interference ..... 229
  - communication channel for telecontrol ..... 380
  - communication control

unit .....	334
communication inter-	
face .....	334
communication network	
monitoring system .....	334
complex faults calcula-	
tion .....	223
composite cable carrier	
over power line com-	
munication .....	150
composite generation and	
transmission system	
reliability .....	212
composite optical fiber	
overhead ground	
wire .....	254
computer network	
system .....	249
computer room of dis-	
patching centre .....	177
computer system of dis-	
patching automa-	
tion .....	178
configuration of electric	
power network .....	43
coordinate system of syn-	
chronous machine .....	340
coupling equipment of	
power line carrier .....	155
coupling modes of	
PLC .....	155
circuit breaker failure pro-	
tection system .....	195
critical fault clearing	
time .....	246
crossbar exchanger .....	406
current balancing	
relay .....	164
current - differential pilot	
protection system .....	162
current protection .....	161
current relay .....	164

## D

daily load factor of elec-	
tric power system .....	108
daily operation planning	


of electric power	
system .....	107
data communication .....	314
data communication inter	
face standards .....	315
data communication net-	
work .....	316
data concentrator .....	313
data signal modulation	
mode .....	318
data terminal equip-	
ment .....	319
DC network analyzer .....	393
DC transmission .....	393
dedicated relay protection	
for parallel circuits .....	321
dedicated transmitter-	
receiver for power	
line carrier pro-	
tection .....	151
deterministic criteria of	
transmission system	
reliability .....	311
difference between daily	
peak and valley load	
of electric power	
system .....	108
differential relay .....	18
digital communication ...	320
digital value .....	273
direct intertripping pro-	
tection system .....	392
direction comparison	
pilot protection	
system .....	217
direction comparison pilot	
protection system using	
sudden change of pow-	
er frequency compo-	
nent .....	229
dispatcher's control	
desk .....	176
dispatcher training simu-	
lator of electric power	
system .....	64
dispatching automation	
of electric power	

system .....	65
dispatching command ...	175
dispatching control	
room .....	176
dispatching instruc-	
tion .....	175
dispatching management	
of electric power	
system .....	61
disposition of power line	
auto-reclosing .....	359
disposition of power line	
protective relaying .....	357
disposition of protective	
relaying .....	82
distance protection .....	266
distance relay .....	269
distance relay using sud-	
den change of power	
frequency compo-	
nent .....	229
distribution automa-	
tion .....	295
distribution system	
reliability .....	288
DTE .....	319
dual-computer system ...	321
dynamic equivalent .....	192
dynamic load character-	
istics .....	221
dynamic stability of elec-	
tric power system .....	71

## E

East China electric power	
system .....	242
economic dispatching	
control of electric	
power system .....	90
economic dispatching	
of electric power	
system .....	89
economic dispatching of	
interconnected pow	
er systems .....	239
effective load carrying	
capability of gener-	

- ating unit ..... 202
  - effectively grounded system ..... 375
  - electricity consumption of various economic sectors ..... 238
  - electric power network expansion planning ..... 41
  - electric power system ..... 45
  - electric power system analysis ..... 74
  - electric power system automation ..... 146
  - electric power system digital simulation ..... 111
  - electric power system dispatcher ..... 64
  - electric power system dynamic simulator ..... 70
  - electric power system interconnection planning ..... 102
  - electric power system mimic board ..... 103
  - electric power system operation ..... 131
  - electric power system oscillation ..... 137
  - electric power system planning ..... 110
  - electric power system relay protection ..... 80
  - electric power system simulator ..... 103
  - electric power systems in China ..... 401
  - electric power systems in Japan ..... 298
  - electric power systems in United Kingdom ... 365
  - electric power systems in USA ..... 281
  - electric power systems in USSR ..... 324
  - electric power system stability control ..... 121
  - electric power system state estimation ..... 145
  - electric transducer ..... 161
  - electric utility reliability cost ..... 37
  - electromagnetic relay ..... 34
  - electromagnetic transient calculation ..... 35
  - emergency overload capability ..... 306
  - emergency state of electric power system ..... 87
  - energy balance of electric power system ..... 57
  - equal area criteria ..... 32
  - equivalent circuit of electric power network ..... 40
  - error detecting and error correcting codes ..... 255
  - evaluation techniques of distribution system reliability ..... 288
  - event sequence recording ..... 307
- F**
- failure effect analysis of composite generation and transmission system ..... 210
  - failure states of composite generation and transmission systems ..... 211
  - fault location ..... 230
  - fault recorder ..... 231
  - FCR ..... 229
  - feeder ..... 273
  - field tests on electric power system ..... 126
  - fixed change rate ..... 229
  - frequency attenuation characteristics ..... 320
  - frequency change rate relay ..... 297
  - frequency characteristics of electric power system ..... 106
  - frequency collapse ..... 105
  - frequency of electric power system ..... 104
  - frequency quality ..... 297
  - frequency range of radio communication ..... 354
  - frequency regulation of electric power system ..... 106
  - frequency regulation power plant ..... 330
  - frequency relay ..... 297
- G**
- generating system equivalent load ..... 204
  - generating system reliability ..... 205
  - generating system reliability indices ..... 207
  - generation power factor of electric power system ..... 74
  - generation system model ..... 209
  - generation system risk characteristic factor ... 204
  - group delay distortion ... 297
  - Guidelines for Power System Security and Stability* ..... 49
  - Guidelines for Power System Stability in USSR* ..... 326
- H**
- HDLC ..... 226
  - hierarchical control of electric power system dispatching ..... 59
  - high impedance grounded system ..... 229
  - high - level data link control protocol ..... 226
  - high-speed auto-reclosing ..... 273
  - high voltage direct current transmission

simulator .....	228	tion .....	242	study .....	388
hydro-thermal schedul-		intrabundle carrier com-			
ing .....	322	munication .....	220	maintenance scheduling	
				of electric power	
impedance relay .....	407	Japan distribution system		system .....	109
incremental cost .....	26	reliability .....	302	major electric power	
incremental economic				system failure .....	142
dispatching .....	32	lead time work of power		man - machine interface	
incremental fuel con-		sources construc-		equipment for dispatch-	
sumption .....	280	tion .....	173	ing automation .....	182
incremental water con-		level .....	165	manual load shedding ...	307
sumption .....	324	link control protocol for		MAR .....	408
induction type relay .....	226	data communication ...	277	mathematical model of	
inertia constant of syn-		load category .....	38	synchronous ma-	
chronous machine		load curve of electric		chine .....	337
set .....	340	power system .....	77	mathematical models of	
information for electric		load flow calculation .....	20	excitation system .....	274
power system dis-		load flow calculation of		mathematical models of	
patching .....	62	electric power sys-		prime mover and	
information of regi-		tem .....	54	governor .....	375
men .....	324	load flow direct current		maximum and minimum	
installed capacity of elec-		method .....	25	output characteristics	
tric power system .....	108	load flow Gauss-Seidel		of generating unit .....	203
insulated earth wire car-		method .....	22	maximum available gener-	
rier communication ...	271	load flow Newton - Raphson		ating capacity of electric	
integrated-circuit relay		method .....	23	power system .....	150
protection equip-		load flow P - Q decoupled		measurement of optical -	
ment .....	246	method .....	24	fiber communication	
interconnected power		load following character-		parameters .....	237
system reliability .....	241	istics of generating		measures for power	
interconnection of electric		unit .....	203	system stability	
power systems .....	79	load forecasting		enhancement .....	327
interconnection of electric		method .....	39	measurment of power	
power systems in East		load management of elec-		line carrier channel	
Europe .....	188	tric power system .....	76	parameters .....	158
interconnection of electric		load model for generation		medium term electric	
power systems in North		system reliability .....	206	power system plan-	
Europe .....	10	longitudinal differential		ning .....	139
interconnection of electric		protection system .....	359	method of economic	
power systems in West		long term electric power		comparison .....	260
Europe .....	356	system planning .....	52	method of reserve margin	
interference in substation		loop closing and		evaluation .....	10
secondary circuits .....	12	opening .....	239	method of symmetrical	
intermediate load power		Lyapunov direct method		components .....	196
plant .....	405	for transient stability		method of $\alpha\beta$ compo-	
intermodulation distor-				nents .....	1



methods of reliability evaluation in composite generation and transmission system ..... 213

microprocessor based protection system ..... 347

microwave pilot protection system ..... 344

microwave relay communication ..... 346

microwave relaying station ..... 347

mimic board ..... 285

minimum acceptable return ..... 408

minimum acceptable revenue requirement ..... 407

minimum load of electric power system ..... 150

mobile communication ... 363

model analysis of power line carrier signals ..... 160

modem ..... 330

modem for data communication ..... 313

modulator - demodulator ..... 330

Monte Carlo simulation method ..... 284

multi-computer system ..... 197

multiplexer for data communication ..... 312

multiplex terminal ..... 197

multi - purpose PLC equipment for tele-protection system ..... 151

## O

negative sequence relay ..... 223

network control protocol for data communication ..... 342

network nodes order optimization ..... 43

neutral grounding of electric power system ..... 142

node admittance matrix ..... 259

node impedance matrix ..... 259

normal operation planning of electric power system ..... 138

normal state of electric power system ..... 138

North China electric power system ..... 242

Northeast China electric power system ..... 188

Northwest China electric power system ..... 356

uneffectively grounded system ..... 219

## O

open-phase operation ..... 218

operating reserve of electric power system ..... 134

operation management of communication and tele-control system ..... 335

operation management of electric power system relay protection ..... 250

operation of interconnected power systems ..... 241

operation planning of electric power system during equipment maintenance ..... 86

operation scheme of electric power system ..... 135

operation states of electric power system ..... 136

operation telephone exchanger ..... 177

OPGW ..... 254

optical attenuator ..... 233

optical cable ..... 232

optical fiber ..... 233

optical fiber connector ... 235

optical - fiber - link pilot protection system ..... 234

optical fibers splice ..... 235

optical power meter ..... 232

optical repeater ..... 238

optical signal mode ..... 238

optical terminal ..... 231

optical time - domain reflectometer ..... 233

optic - fiber communication ..... 235

optimal mathematical model of power sources planning ..... 174

optimal reclosing time ... 407

optimization of generating unit maintenance scheduling ..... 205

optimization of power system reliability ..... 100

OTDR ..... 233

outage cost ..... 330

outage states and models of composite generation and transmission system ..... 216

out - of - step blocking of relay protection ..... 251

out-of-step operation ..... 218

out-of-step splitting device ..... 391

output management of generating units ..... 202

overall power and energy balance of electric power system ..... 56

over-reaching and under-reaching pilot protection system ..... 19

## P


packet switcher ..... 220

paralleling and splitting ... 15

parallel operation of AC and DC transmission ..... 258

parallel operation of dif-

ferent voltage lines .....	34	power flow optimization of electric power sys- tem .....	54	method .....	303
Park's equation .....	288	power line carrier com- munication .....	159	protection for communica- tion equipment in sub- station .....	14
past-fault operation plan- ning of electric power system .....	111	power line carrier fre- quency planning .....	157	protective relay .....	3
peaking unit selection of electric power system .....	113	power line carrier fre- quency separation installation .....	156	protective relaying of direct current transmission system .....	397
peak load following of electric power sys- tem .....	112	power line carrier pilot protection system .....	151	protocol of computer com- munication .....	249
peak load of electric power system .....	150	power line carrier termi- nal .....	152	PSS .....	123
peak load power plant ...	255	power line noise .....	161		
penalty factor .....	343	power relay .....	229	<b>Q</b>	
permissive and blocking mode pilot protection system .....	382	power sources construc- tion planning .....	172	quality of electric energy .....	165
per unit system .....	15	power sources expan- sion planning .....	170	<b>R</b>	
phase comparison pilot protection system .....	164	power supply for commu- nication equipment .....	333	radio communication .....	354
phase selection ele- ment .....	362	power system communi- cation planning .....	116	radio system trans- ceiver .....	360
phase selection element using sudden change of phase-to-phase current .....	360	power system dispatch- ing automation plan- ning .....	69	random event enumera- tion method .....	287
phasor diagram of syn- chronous machine .....	340	power system reliabi- lity .....	92	reactance relay .....	37
pilot protection .....	359	power system reliabi- lity criteria .....	101	reactive power balance of electric power system .....	125
pilot wire protection system .....	31	power system security protection system .....	50	reactive power compensa- tion of electric power system .....	124
planning of connecting power plant to sys- tem .....	201	power system short cir- cuit current level coordination .....	71	reactive power of elec- tric power system .....	124
planning of relay protec- tion and automatic security control devices .....	83	power system stabili- zer .....	123	reactive power planning of electric power system .....	114
planning reliability criteria of North American pow- er systems .....	3	practical method for steady state stability analy- sis .....	266	real-time information .....	306
PLC .....	159	prediction of electro- magnetic wave prop- agation .....	33	real time load forecasting of electric power system .....	110
power balance of elec- tric power system .....	57	probabilistic evaluation of weak interconnected power system stability		rectifier based relay .....	391
power directional relay .....	229			reduction and equivalence of electric power network .....	41
				<i>Reliability Criteria and Standard of Bonneville Power Administra- tion .....</i>	280
				<i>Reliability Criteria for</i>	

<i>Interconnected System Operation in North America</i> .....	9	scatter communication	305	istics	222
reliability economics of electric power system	99	secondary voltage failure blocking protection	168	statistical method of power supply reliability for distribution system in China	404
reliability indices of composite generation and transmission system	214	secondary wiring grounding of current and voltage transformers	239	steady state stability analysis	263
reliability indices of distribution system	290	security analysis of electric power system	47	steady-state stability of electric power system	92
reliability management of electric power system in Japan	299	security control of electric power system	48	stored program control exchanger	28
reliability management of electric power system in North America	5	selection of EHV shunt reactors	19	study of energy resource exploitation	189
reliability management of electric power system in the United Kingdom	366	selection of thermal power plant site	242	supervisory and control system of microwave communication	345
reliability provisions for urban networks in China	400	self-excitation of electrical machines	36	supervisory control and data acquisition	312
reliability statistic of electric equipments in Chian	400	sequence of event recording	307	supervisory control of electric power system	84
remote terminal unit	381	setting of protective relaying	251	supplemental control measures for the enhancement of power system stability	328
reserve capacity of electric power system	52	short circuit calculation	193	swing curve	363
residential load	27	short circuit current level of electric power system	73	switching operation	32
restoration state of electric power system	79	signal relay	361	switching surge simulator	286
resynchronization of electric power system	137	signal-to-noise ratio	361	synchronous machine parameters	335
reversing adjustment of electric power system voltage	58	single-computer system	30	synchronous mode control protocol for data communication	200
rotor motion equation	406	single-phase auto-reclosing and composite auto-reclosing	30	system failure	55
RTU	381	small-disturbance method for steady state stability analysis	266	system restoration management	56
		solution method of network equations	341	system with isolated neutral	17
sampling	18	special protection system	50		
satellite communication	351	stability limit and steady-state stability margin	352	<i>Technical Guidelines for Power System Planning and Operation</i>	80
satellite earth station	351	stability of electric power system	118	teleadjusting	363
SCADA	312	state of distribution system and equipment	288	telecommand	363
		static load character-		telecommunication for	

electric power system .....	115	tection equipment .....	261	voltage characteristics of electric power system .....	59
telecontrol techniques for electric power system .....	128	transmission capability .....	309	voltage classes .....	166
telemetry .....	363	transmission losses .....	343	voltage collapse .....	58
telesignalling .....	363	transmission protocol of telecontrol equipment and system .....	377	voltage monitoring point .....	168
temporary over voltage in electric power system operation .....	135	transmission system reliability .....	311	voltage pilot node .....	170
testing of protective relaying equipment .....	249	travelling wave protection system .....	361	voltage quality .....	169
three-phase auto-reclosing .....	305	tripping relay .....	29	voltage regulation of electric power system .....	114
tie - line .....	101	typical dispatching automation system for electric power system .....	186	voltage regulation of transmission network .....	310
time relay .....	306			voltage relay .....	168
time value of money .....	244				
TNA .....	384	ultra - high frequency communication .....	18	water to fuel conversion factor .....	324
transient error of capacitor voltage transformer ...	166	ultra - high frequency pilot protection system .....	327	wave form distortion .....	16
transient error of current transformer .....	163	unit commitment .....	245	wave length division multiplex .....	16
transient network analyzer .....	384	unsymmetry of voltage and current .....	167	wave range of optical communication .....	233
transient reliability criteria of transmission system .....	310	urban power network planning .....	26	wire communication line .....	374
transient stability calculation .....	385			working capacity of electric power system .....	78
transient stability of electric power system .....	137	voltage and frequency characteristics of load .....	38		
transisterized relay pro-				zero sequence relay .....	279

# 内 容 索 引

## 说 明

一、本索引是全卷条目和条目内容的主题分析索引。索引主题按汉语拼音字母的顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时，按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、㇀（折，包括乚、乚等）的顺序排列。第一字相同时，按第二字，余类推。罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的主题，依次排在汉字索引主题的后面。

二、设有条目的主题用黑体字，未设条目的主题用仿宋体字。

三、索引中人名一般附有人物的生卒年或活动年代，外国人名还附有原文姓和名（或名的缩写字母）。

四、索引主题之后的阿拉伯数字是主题内容所在的页码，数字之后的小写拉丁字母表示索引内容所在的版面区域。本书正文的版面区域划分如右图。

a	d
b	e
c	f

安全性	81e,93a
安全性准则	101d
安全约束优化方法	49a
<b>按电压降低自动减</b>	
<b>负荷</b>	1e,121f
<b>按频率降低自动减</b>	
<b>负荷</b>	2a,121f
澳门电力系统	403f
板级设计	382c
半动态优化法	43f
半图形显示	182f
<b>保护继电器</b>	3a
鲍克斯-詹金斯模型	111b
<b>北美电力系统规划设计</b>	
<b>可靠性准则</b>	3d
北美电力系统可靠性管理	5c
《北美互联系统运行可靠性	
<b>准则》</b>	9e
北欧各国电力系统互联	10d

<b>备用容量确定方法</b>	10f
备用效益	102e
比林顿,R. (R. Billinton)	93c
<b>比特差错率</b>	11e
彼得森,W. W. (W. W. Peter-	
son)	255c
必需容量	57c
变步长动态规划	323a
<b>变电所二次回路干扰</b>	12d
<b>变电所通信设备防护</b>	14a
变结构控制理论	49e
变频式载波机	154d
变压器等值电路	41b
<b>标么值系统</b>	15a
标么制	337e
并列点	15f
<b>并列与解列</b>	15f
并型故障	224c
<b>波分复用</b>	16c,237a
<b>波形质量</b>	16d
补偿效益	102e
不等式约束	55a
不对称( $A \neq A^T$ )三角分解和	

求解	341f
<b>不接地系统</b>	17f,219a
不可用状态	95e
不良数据辨识	146b
采样	18a
采样值	18a
采样周期	18a
参数规划模型	55f
操作故障	98e
<b>差动继电器</b>	18d
差模干扰	64a
常调压	114f
厂用电率	39a
<b>超短波通信</b>	18e
<b>超范围与欠范围式纵联</b>	
<b>保护</b>	19a
超高压	167b
<b>超高压并联电抗器选择</b>	19e
<b>潮流计算</b>	20d
<b>潮流计算 P-Q 分解法</b>	24e
<b>潮流计算高斯-赛德尔</b>	

迭代法 .....	22b	等式约束 .....	55a	电力系统长远发展规划 .....	52f
潮流计算牛顿-拉夫逊法 .....	23c	等微增率(或等 $\lambda$ )法 .....	91d	电力系统潮流计算 .....	54f
潮流计算直流法 .....	25d	等微增率经济调度 .....	32f	电力系统潮流优化 .....	54f
成本微增率 .....	26a	低谷负荷 .....	113a	电力系统的系统事故 .....	55f
成本与效益分析法 .....	260f	低频振荡 .....	102b,138a	电力系统的系统事故	
城市电力网规划 .....	26c	低压 .....	167c	处理 .....	56b
城乡居民生活用电 .....	27e	低压配电网 .....	46b	电力系统电力电量综合	
程控交换机 .....	28a	地球站 .....	351a	平衡 .....	56f
持久性危机 .....	48e	递增年值 .....	244d	电力系统电力平衡 .....	57b
冲击电流 .....	195e	电磁波传播预测 .....	33e	电力系统电量平衡 .....	57d
冲击系数 .....	195f	电磁环网 .....	34b	电力系统电压崩溃 .....	58b
充裕度 .....	92f	电磁型继电器 .....	34c	电力系统电压逆调整 .....	58f
充裕度准则 .....	101d	电磁暂态过程的分析 .....	75b	电力系统电压特性 .....	59a
重复容量 .....	109c	电磁暂态过程计算 .....	35a	电力系统调度分层控制 .....	59f
重合闸后加速保护 .....	28e	电机自励磁 .....	36c	电力系统调度管理 .....	61b
出口继电器 .....	29a	电抗继电器 .....	37a	电力系统调度信息 .....	62b
串模干扰 .....	63f	电力不足概率 .....	208a	电力系统调度员 .....	64a
串行接口 .....	129c	电力不足频率和持续		电力系统调度员培训	
串型故障 .....	224c	时间 .....	208e	仿真器 .....	64e
次同步谐振 .....	133c,138b	电力不足期望值 .....	207f	电力系统调度自动化 .....	65f
错峰效益 .....	102d	电力部门可靠性费用 .....	37a	电力系统调度自动化	
		电力调度反事故措施 .....	38a	设计 .....	69a
		电力负荷电压及频率		电力系统动态模拟 .....	70d
大接地电流系统 .....	142d	特性 .....	38f	电力系统动态稳定 .....	71d
带负荷试验 .....	250b	电力负荷分类 .....	38f	119b,120f	
单边带电力线载波机 .....	153d	电力负荷预测方法 .....	39d	电力系统短路电流配合 .....	71d
单边带幅度调制 .....	152f	电力可靠性管理中心 .....	92c	电力系统短路电流水平 .....	73c
单步和多步规划法 .....	49c	电力弹性系数法 .....	39e	电力系统发电功率因数 .....	74c
单机系统 .....	30a,181a	电力网 .....	46b	电力系统分析 .....	74d
单极系统 .....	395e	电力网等值电路 .....	40c	电力系统负荷管理 .....	76d
单极直流输电系统 .....	395d	电力网发展规划 .....	41f	电力系统负荷曲线 .....	77c
单极直流线路 .....	395d	电力网化简与等值 .....	41f	电力系统工作容量 .....	78c
单模光纤 .....	234b	电力网节点编号优化 .....	43b	电力系统故障分析 .....	75a
单相重合闸和综合重合		电力网结构 .....	43f	电力系统互联 .....	79b
闸 .....	30a	电力系统 .....	45a	电力系统恢复状态 .....	79e
当地功能 .....	67a	电力系统安全分析 .....	47d	《电力系统技术导则》 .....	80b
导出参数 .....	335f	电力系统安全分析的模式		电力系统继电保护 .....	80f
导纳矩阵迭代法 .....	22d	识别法 .....	48c	电力系统继电保护配置 .....	82c
导引线 .....	31f	电力系统安全控制 .....	48d	电力系统继电保护与安全	
导引线保护 .....	31e	《电力系统安全稳定		自动装置设计 .....	83c
倒闸操作 .....	32d	导则》 .....	49f	电力系统监视控制 .....	84b
等面积定则 .....	32f,386b	电力系统安全自动装置 .....	50f	电力系统检修运行方式 .....	86e
等年值 .....	244b	电力系统备用容量 .....	52d	电力系统紧急状态 .....	87b

电力系统经济调度 .....	89a	电力系统通信 .....	115c	电力系统最小负荷 .....	150c
电力系统经济调度控制 .....	90e	电力系统通信设计 .....	116e	电力线复合电缆载波	
电力系统警戒状态 .....	92d	电力系统瓦解 .....	118a	通信 .....	150e
电力系统静态稳定 .....	92f	电力系统网络		电力线路的等值电路 .....	40d
119b,119d		方程 .....	259b,259e	电力线载波保护 .....	151a
电力系统可靠性 .....	92f	电力系统稳定 .....	118c	电力线载波保护复用	
电力系统可靠性基本		电力系统稳定控制 .....	121e	载波机 .....	151e,154f
数据 .....	96b	电力系统稳定器 .....	123e	电力线载波保护专用	
电力系统可靠性经济学 .....	99e	电力系统稳定器数学		收发信机 .....	151f
电力系统可靠性优化 .....	100b	模型 .....	275c	电力线载波机 .....	152d
电力系统可靠性准则 .....	101b	电力系统稳态分析 .....	74e	电力线载波耦合方式 .....	155c
电力系统联络线 .....	101f	电力系统无功负荷 .....	124d	电力线载波耦合装置 .....	155e
电力系统联网规划设计 .....	102c	电力系统无功功率补偿 .....	124f	电力线载波频率分隔	
电力系统模拟屏 .....	103b,176b	电力系统无功功率平衡 .....	125e	设施 .....	156f
电力系统模拟装置 .....	103b	电力系统现场试验 .....	126a	电力线载波频率分配 .....	157c
电力系统年度运行		电力系统谐波分析 .....	74f	电力线载波通道测试 .....	158b
方式 .....	104b	电力系统有功功率平衡 .....	127c	电力线载波通道衰减 .....	159a
电力系统频率 .....	104f	电力系统运动技术 .....	128a	电力线载波通信 .....	159c
电力系统频率崩溃 .....	105d	电力系统运行 .....	131e	电力线载波信号模式分析	
电力系统频率特性 .....	106a	电力系统运行备用容量 .....	134f	计算 .....	160c
电力系统频率调整 .....	106d	电力系统运行过电压 .....	135b	电力线噪声 .....	161d
电力系统频率异常		电力系统运行接线方式 .....	135e	电置变送器 .....	161f,63a
运行 .....	107a	电力系统运行状态 .....	136b	电量不足期望值 .....	208b
电力系统日调度计划 .....	107d	电力系统再同步 .....	137a,119c	电流保护 .....	161f
电力系统日负荷峰谷		电力系统在线分析 .....	76b	电流变送器 .....	63a
差 .....	108b	电力系统暂态安全分析 .....	48c	电流差动式纵联保护 .....	162f
电力系统日负荷率 .....	108d	电力系统暂态分析 .....	75a	电流互感器暂态误差 .....	163c
电力系统日负荷曲线 .....	107d	电力系统暂态稳		电流继电器 .....	164b
电力系统日运行方式 .....	107d	定 .....	137a,119b	电流平衡继电器 .....	164b
电力系统容量 .....	108f	电力系统振荡 .....	137a	电流相位比较式纵联	
电力系统设备检修调度		电力系统正常运行		保护 .....	164c
管理 .....	109d	方式 .....	138d	电流相位差动 .....	360c
电力系统设计 .....	110a,139d	电力系统正常运行状态 .....	138e	电能损耗 .....	343d
电力系统实时负荷		电力系统中期发展规划 .....	139c	电能质量 .....	165b
预测 .....	110b	电力系统中性点接地		电平 .....	165d
电力系统事故后运行		方式 .....	142b	电容式电压互感器暂态	
方式 .....	111d	电力系统重大事故 .....	142f	误差 .....	166b
电力系统数字仿真 .....	111f	电力系统状态估计 .....	145b	电压变送器 .....	63b
电力系统调峰 .....	112f	电力系统自动化 .....	146d	电压等级 .....	166e
电力系统调峰设计 .....	113c	电力系统自动解列装置 .....	149c	电压和电流不对称度 .....	167e
电力系统调相调压		电力系统最大负荷 .....	150a	电压回路断线闭锁	
设计 .....	114b	电力系统最大可能		保护 .....	168d
电力系统调压 .....	114d	出力 .....	150b	电压继电器 .....	168e

电压监测点 .....	168f	短路电流工频周期分量 .....	195b	发输电合成系统可靠性 .....	212b
电压监测中枢点 .....	170b	短路电流计算 .....	193f	发输电合成系统可靠性分析方法 .....	213c
电压监控点 .....	170b	短路故障 .....	98d	发输电合成系统可靠性指标 .....	214b
电压监视点 .....	168f	短路容量 .....	195b	发输电合成系统停运状态及模型 .....	216a
电压降允许输电能力 .....	309e	断路器失灵保护 .....	195f	阀体保护 .....	398f
电压曲线 .....	170b	对称分量法 .....	196a	反相开断 .....	149f
电压闪变 .....	132f,169c	多重故障 .....	98f	返回系数 .....	34d,226b
电压稳定 .....	132b	多个系统互联的可靠性分析法 .....	196e	方向比较式纵联保护 .....	217e
电压源-可控整流器励磁系统 .....	276f	多机系统 .....	197e,181c	非全相运行 .....	218c
电压质量 .....	169a	多路复用终端设备 .....	197e	非实时仿真 .....	111f
电压中枢点 .....	170b	多模光纤 .....	234b	非同步并列 .....	16a
电源发展规划 .....	170b			非同步重合闸 .....	218d,305d
电源建设计划 .....	172e			非同步运行 .....	218e,133a
电源建设前期工作 .....	173c			非同步振荡 .....	137c
电源结构 .....	170d	二次调节 .....	106e	非线性控制 .....	49d
电源优化数学模型 .....	174a	二次调频 .....	376e	非有效接地系统 .....	219a
电晕噪声 .....	161d	二次系统 .....	46d	分裂导线载波通信 .....	220b
调度规程 .....	175a	二进制同步通信规约 .....	200a	分散型稳定控制装置 .....	122c
调度命令 .....	175d			分时电价制 .....	76f
调度室 .....	176b	发电厂接入系统设计 .....	201a	分组交换机 .....	220e
调度台 .....	176f,176e	发电负荷 .....	39a	分组码 .....	255d
调度通信总机 .....	177a	发电机开断模拟 .....	47f	幅度键控 .....	319a
调度员工作站 .....	183b	发电机失磁异步运行 .....	202a	福蒂斯丘, C. L. (C. L. Fotescue) .....	75e
调度员控制台 .....	182c	发电机组出力管理 .....	202d	福建电力系统 .....	403d
调度中心 .....	59f	发电机组的停运数据 .....	96e	辅助保护 .....	358a
调度中心计算机房 .....	177c	发电机组有效载荷容量 .....	202e	辅助继电器 .....	406a
调度自动化计算机系统 .....	178e	发电机组增长出力特性 .....	203c	负荷备用容量 .....	52d
调度自动化人机联系设备 .....	182b	发电机组最大最小出力特性 .....	203e		109a,135a
调度自动化系统 .....	183e	发电系统等值负荷 .....	204a	负荷电压特性 .....	222e
调度自动化系统实例 .....	186e	发电系统风险特性系数 .....	204c	负荷动态特性 .....	221d
定频式载波机 .....	154b	发电系统检修计划优化 .....	205a	负荷静态特性 .....	222e
东北电力系统 .....	188c	发电系统可靠性 .....	205e	负荷控制 .....	76f
东北电力系统 .....	402b	发电系统可靠性负荷模型 .....	206d	负荷密度法 .....	40b
东欧各国电力系统互联 .....	188c	发电系统可靠性指标 .....	207d	负荷频率特性 .....	222e
动力资源开发 .....	189e	发电系统模型 .....	209d	负序分量 .....	196b
动态等值 .....	192a	发输电合成系统故障后果分析 .....	210f	负序继电器 .....	223e
动态规划法 .....	323a	发输电合成系统故障状态 .....	211e	复合序网 .....	196e
动态模拟屏 .....	185c			复励-可控整流器励磁	
动态优化法 .....	43f				
动作时间配合 .....	251f				
短路电流的非周期分量 .....	195e				



系统 .....	276f
复杂故障计算 .....	223f
	
概率性准则 .....	101d
感应型继电器 .....	226a
高级数据链路控制规约 .....	226e
高斯-赛德尔迭代法 .....	22b
高压 .....	167c
高压配电网 .....	46b
高压直流输电模拟	
装置 .....	228a
高压直流线路保护 .....	399b
高阻抗接地系统 .....	229b, 220a
戈莱(M. J. E. Golay) .....	255b
工程选厂 .....	243a
工频突变变量方向比较	
式纵联保护 .....	229b, 218b
工频突变变量距离继电	
器 .....	229b
工作出力 .....	109a
功率变送器 .....	63c
功率波动 .....	102a
功率方向继电器 .....	229c
功率继电器 .....	229d
功率整流器数学模型 .....	275b
供电负荷 .....	39a
共模干扰 .....	63f
共模干扰与串模	
干扰 .....	229e, 63f
估计等值 .....	193b
固定折年率 .....	229e
故障测距 .....	230a
故障录波装置 .....	231a
故障模式 .....	98c
惯量中心 .....	389f
光传输衰减 .....	231d, 236f
光导纤维 .....	233f
光端机 .....	231e
光功率计 .....	232c
光缆 .....	232d
光时域反射计 .....	233a
光衰减器 .....	233d

光通信波段 .....	233f, 236d
光纤 .....	233f
光纤保护 .....	234c
光纤接续 .....	235a, 237c
光纤连接器 .....	235a
光纤通信 .....	235c
光纤通信测试 .....	237d
光信号模式 .....	238a, 236a
光中继器 .....	238a
规划选厂 .....	243a
规模经济效益 .....	102e
规约(协议) .....	315a
国民经济行业用电 .....	238d
过电流继电器 .....	164b
过电压继电器 .....	168e
	
汉明(R. W. Hamming) .....	255b
汉明距离 .....	255e
汉明重量 .....	255f
汉字终端 .....	320b
合环与解环 .....	239a
恒比码 .....	256c
后备保护 .....	82e, 357e
后备接线 .....	82f
互感器二次回路接地 .....	239c
互联电力系统 .....	46a
互联电力系统经济调度 .....	239f
互联电力系统运行 .....	241a
互联系统可靠性 .....	241f
互调失真 .....	242d
华北电力系统 .....	242e, 402c
华东电力系统 .....	242e, 402d
华中电力系统 .....	242f, 402f
换流变压器保护 .....	398d
换流器保护 .....	398d
换流器极差动保护 .....	398e
换流桥 .....	393d
换流桥交流过电流保护 .....	398f
换流桥交直流差动保护 .....	398e
恢复控制 .....	49a
回归分析法 .....	39f
混合仿真装置 .....	103e

混合整数规划模型 .....	55e
火电厂厂址选择 .....	242f
火电(包括核电)工作	
容量 .....	79a
货币时间价值 .....	244a

	
机电暂态过程的分析 .....	75b
机组的最大容量 .....	97a
机组降低出力 .....	97a
机组经济组合 .....	245a
基本参数 .....	335f
基本负荷 .....	245d
基本负荷发电厂 .....	245d
基本节点 .....	48b
基本型通信规约 .....	245e
基本支路 .....	48b
基荷 .....	77d

极限故障切除时	
间 .....	246e, 386e
集成电路继电保护装置 .....	246f
集中型稳定控制系统 .....	122e
计划停运 .....	96e, 98e
计算机通信规约 .....	249d, 318b
计算机网络系统 .....	249d
计算机远程通信接口 .....	179e
技术性准则 .....	101e
季节性减少出力 .....	97a
继电保护可靠性 .....	81d
继电保护快速性 .....	82a
继电保护灵敏性 .....	82b
继电保护试验 .....	249e
继电保护选择性 .....	81f
继电保护运行管理 .....	250e
继电保护振荡闭锁	
装置 .....	251b
继电保护整定 .....	251d
继电保护装置 .....	80f
加弗, L. L. (L. L.	
(Garver) .....	204a
加拿大电气协会《配电系统	
可靠性工程指南》 .....	252b
架空地线复合光缆 .....	254c

尖峰负荷 ..... 77d, 113a, 255a  
 尖峰负荷发电厂 ..... 255a  
 间接停电损失 ..... 100a, 331b  
 检错纠错编码 ..... 255b  
 检错译码 ..... 255d  
 检电压重合闸 ..... 258a, 305c  
 检邻线电流重合  
   闸 ..... 258a, 305d  
 检同步重合闸 ..... 258a, 305c  
 检修备用容量 ..... 52e, 109b  
 建设单价法 ..... 172a  
 渐变型光纤 ..... 234b  
 键盘打印机 ..... 320a  
 键盘显示复合终端 ..... 320a  
 键盘显示器 ..... 320a  
 将来值 ..... 244b  
 交流计算台 ..... 258b  
 交流继电器 ..... 34d, 34e  
 交流励磁机 ..... 275a  
 交流励磁机不可控整流器  
   励磁系统 ..... 275f  
 交流励磁机可控整流器  
   励磁系统 ..... 276c  
 交流励磁机励磁系统 ..... 275f  
 交流励磁机他励可控整流器  
   励磁系统 ..... 276c  
 交流滤波器保护 ..... 399d  
 交直流混合输电 ..... 258d  
 交直流输电并联运行 ..... 258d  
 校正控制 ..... 48f  
 接地 ..... 178c  
 接地故障保护 ..... 83a  
 接地极引线保护 ..... 399d  
 街景配电网网络图 ..... 296f  
 节点导纳矩阵 ..... 259a  
 节点阻抗矩阵 ..... 259e  
 解列点 ..... 15f, 38c  
 紧凑型换流站 ..... 397b  
 紧急控制 ..... 49a  
 近后备保护方式 ..... 357f  
 经济比较法 ..... 260c  
 经济调度模型 ..... 89d  
 经济输电能力 ..... 309c

经济性准则 ..... 101e  
 晶体管继电保护装置 ..... 261a  
 静态安全分析 ..... 47f  
 静态等值 ..... 48b  
 静态稳定极限 ..... 264b  
 静态稳定计算 ..... 263c  
 静态稳定实用计算  
   法 ..... 266d, 263e  
 静态稳定小干扰分析  
   法 ..... 266d, 264d  
 静态优化法 ..... 43f  
 静态准则 ..... 101d  
 静止励磁系统 ..... 276c  
 静止整流器(有刷)励磁  
   系统 ..... 275f  
 纠错译码 ..... 255d  
 就地后备保护方式 ..... 357f  
 拒分 ..... 98e  
 拒合 ..... 98e  
 距离保护 ..... 266e  
 距离保护的结构 ..... 267a  
 距离继电器 ..... 269a  
 卷积码 ..... 257d  
 绝对可靠性评估法 ..... 260d  
 绝缘地线载波通信 ..... 271d



开关量 ..... 273a, 62f  
 开路故障 ..... 98d  
 可靠容量 ..... 97a  
 可靠性比较分析法 ..... 260e  
 可靠性排列法 ..... 260d  
 可靠性投资 ..... 100b  
 可靠性效益 ..... 100b  
 可靠性优化法 ..... 260f  
 可靠性指标 ..... 97d  
 可控负荷 ..... 76f  
 可视图文终端 ..... 320b  
 可信赖性 ..... 81e  
 可用度指标 ..... 97d  
 可用容量 ..... 97a  
 可用状态 ..... 96e  
 空闲容量 ..... 57c, 109c




控制策略表法 ..... 122a  
 快速重合闸 ..... 273a  
 矿口电厂 ..... 243b  
 馈电线 ..... 273d  
 馈线 ..... 273d



李亚普诺夫直接法 ..... 389a  
 励磁机数学模型 ..... 274e  
 励磁系统数学模型 ..... 274a  
 连锁反应 ..... 277c  
 联合电力系统 ..... 46a  
 联合调度 ..... 61e  
 联络线 ..... 46a  
 链路控制通信规约 ..... 277d  
 量测估计误差 ..... 145f  
 量测冗余度 ..... 145d  
 量测误差 ..... 145c  
 两个系统互联的可靠性  
   分析法 ..... 277f  
 临界能量 ..... 389c  
 灵敏度分析 ..... 353e  
 灵敏度配合 ..... 251f  
 零序分量 ..... 196b  
 零序继电器 ..... 279e  
 流星余迹通信 ..... 306a

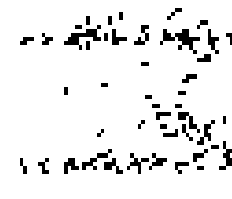
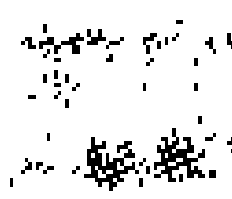


码距 ..... 255d  
 码重 ..... 255f  
 脉冲噪声 ..... 161d  
 煤耗微增率 ..... 280a  
 美国《邦维尔电力局可靠性  
   准则和标准》 ..... 280d  
 美国电力系统 ..... 281e  
 蒙特卡洛法 ..... 284a  
 模分量分析法 ..... 160c  
 模拟比例 ..... 228f  
 模拟仿真装置 ..... 103d  
 模拟空分程控交换机 ..... 28c  
 模拟量 ..... 285a, 62f  
 模拟屏 ..... 285a, 183c  
 模拟时分程控交换机 ..... 28c  
 模拟-数字混合仿真

装置 .....	103e
模拟通信 .....	285a
模数转换器 .....	63c
<b>模数转换器与数模</b>	
<b>转换器</b> .....	285d, 63c
模态等值 .....	192f
母线差动保护 .....	285d
母线重合闸 .....	286d
	
奈奎斯特(Nyquist)	
间隔 .....	18b
内部系统 .....	48b
<b>内过电压模拟</b>	
<b>装置</b> .....	286f, 384e
能量管理系统 .....	128a
134a, 147f, 184a	
能源调济效益 .....	102e
逆调压 .....	114f
年持续负荷曲线 .....	78c
年负荷曲线 .....	77f
牛顿-拉夫逊法 .....	23c
	
<b>偶发事件枚举法</b> .....	287a
偶发事件自动选择 .....	48a
	
派克, R. (R. Park) .....	75f
派克方程 .....	288a, 338c
配电网 .....	46b
<b>配电系统及设备的</b>	
<b>状态</b> .....	288a
<b>配电系统可靠性</b> .....	288c
<b>配电系统可靠性评估</b>	
<b>方法</b> .....	288f
<b>配电系统可靠性指标</b> .....	290e
<b>配电自动化</b> .....	295c
<b>批次信息</b> .....	297b, 62e
片级设计 .....	382c
<b>频率变化率继电器</b> .....	297b
频率插空法 .....	157f
频率的二次调整 .....	105d
频率的一次调整 .....	105d

频率分组重复法 .....	158a
<b>频率继电器</b> .....	297c
频率实测法 .....	158a
频率稳定 .....	132c
频率响应 .....	320f
<b>频率质量</b> .....	297d, 105c
频移键控 .....	319b
平均无故障运行时间 .....	186b
屏幕显示器 .....	182c, 185b
谱分析模型 .....	110f
	
奇偶校验码 .....	255f
前置机系统 .....	382a
欠(低)电流继电器 .....	164b
欠(低)电压继电器 .....	168e
强联网 .....	102d
强联系 .....	102a
强迫停运 .....	96e
桥差保护 .....	398e
区域控制误差 .....	373b
全补偿 .....	219f
全图形显示 .....	182e
缺电损失 .....	99f
确定性数据 .....	96c
确定性准则 .....	101c
<b>群时延失真</b> .....	297d
	
热稳定极限输电能力 .....	309d
人机联系接口 .....	179c
<b>日本电力系统</b> .....	298a
<b>日本电力系统可靠性</b>	
<b>管理</b> .....	299b
<b>日本配电系统可靠性</b> .....	302a
日负荷曲线 .....	77c
日最小负荷率 .....	77d
冗余量测 .....	145d
弱联网 .....	102c
弱联系 .....	102a
<b>弱联系电力系统稳定的</b>	
<b>概率评估法</b> .....	303f
<b>三相重合闸</b> .....	305a

<b>散射通信</b> .....	305e
瑟瑞(Thury) .....	393f
山东电力系统 .....	403d
上行通道 .....	382b
上行信息 .....	62e, 66f
甚高频 .....	18f
生产性指标 .....	97d
生成多项式 .....	257b
时分复用 .....	312f
<b>时间继电器</b> .....	306b
时间序列法 .....	40a
时空相量图 .....	339f
实际发电量 .....	97c
实时发电控制 .....	90b
实时仿真 .....	111f
实时数据库 .....	86b
<b>实时信息</b> .....	306c, 62c
<b>事故备用容量</b> .....	52d
108a, 135b	
<b>事故过负荷能力</b> .....	306c
事故后检验 .....	250d
事故解列 .....	16b
<b>事故拉闸</b> .....	307a
事故拉闸序位 .....	307d
事件分辨率 .....	307f
<b>事件顺序记录</b> .....	307e
<b>手动合闸后加速保护</b> .....	308e
手动调频 .....	106e
受阻容量 .....	57c, 109b
<b>输电能力</b> .....	309a
输电网 .....	46b
<b>输电网电压调整</b> .....	310a
<b>输电系统的暂态可靠性</b>	
<b>准则</b> .....	310e
<b>输电系统可靠性</b> .....	311c
<b>输电系统可靠性的确定性</b>	
<b>准则</b> .....	311f
数据 .....	314f
<b>数据采集与监控</b> .....	312c
数据采集与监控系统 .....	183f
数据传输 .....	315a
数据传输规则 .....	379c
<b>数据复用器</b> .....	312c

数据功能部件 .....	315a	松弛动态规划 .....	323a	同调 .....	192d
数据集中器 .....	313c	苏联电力系统 .....	324f	同调等值 .....	192d
数据宿 .....	315a	苏联《电力系统稳定		同调发电机 .....	192d
数据调制解调器 .....	313f	导则》 .....	326a	统一调度 .....	61e
数据通信 .....	314f	随机性数据 .....	96d	统一调度分级管理 .....	61f
数据通信接口标准 .....	315e	缩短循环码 .....	257b	统一时标 .....	308a
数据通信网 .....	316e	缩小比例的电力系统 .....	70e	统一时钟接口 .....	179f
数据完整性 .....	131a, 377f			突变型光纤 .....	234b
数据信号调制方式 .....	318f	台湾电力系统 .....	403e	脱谐度 .....	219f
数据源 .....	315a	特高频 .....	18f		
数据终端设备 .....	319e	特高频保护 .....	327a	外部系统 .....	48b
数模转换器 .....	63f	特高压 .....	167b	网络变换法 .....	42b
数学表达式法 .....	122a	特征值及特征值灵敏度 .....	264f	网络方程 .....	341b
数学仿真装置 .....	103d	提高安全性的解耦算法 .....	49b	网络方程求解方法 .....	341a
数值计算法 .....	386f	提高电力系统稳定		网络化简 .....	42a
数字仿真装置 .....	103e	措施 .....	327b	网络控制通信规约 .....	342c
数字量和脉冲量 .....	62f	提高电力系统稳定二次		网络流规划法 .....	323b
数字时分程控交换机 .....	28d	系统措施 .....	328c	网络拓扑程序 .....	180d
数字式光发送机 .....	231e	天线 .....	329e	网损 .....	343a
数字式光接收机 .....	232a	天线耦合 .....	159d	网损修正系数 .....	343d
数字通信 .....	320c	调峰效益 .....	102e	微波保护 .....	344b
衰减频率特性 .....	320f	调频发电厂 .....	330d	微波通信监控系统 .....	345a
衰减失真 .....	320f	调制解调器 .....	330d, 380e	微波中继通信 .....	346a
双边带电力线载波机 .....	153b	跳闸继电器 .....	29a	微波中继站 .....	347b
双边带幅度调制 .....	152e	停电损失 .....	330e, 100a	微机型继电保护装置 .....	347d
双重化配置 .....	82a	通道衰减 .....	333c	微机智能终端 .....	320a
双回线保护 .....	321c	通信电源 .....	333d	微型机系统 .....	70e
双机系统 .....	321f, 181a	通信接口 .....	334a, 129c	微增动态规划 .....	323a
双极系统 .....	396a	通信控制器 .....	334a	微增率 .....	33a
双极直流输电系统 .....	395d	通信网监测系统 .....	334e	维修停运 .....	96f
双极直流线路 .....	395c	通信与运动调度运行		卫星地球站 .....	351a
水锤效应 .....	376d	管理 .....	335c	卫星通信 .....	351e
水电工作容量 .....	78d	同步电机参数 .....	335f	稳定极限和静态稳定	
水电火电混合系统有功		同步电机数学模型 .....	337c	储备系数 .....	352b, 120f
功率经济分配 .....	322a	同步电机相量图 .....	340b, 339f	稳定性危机 .....	48e
水耗数增率 .....	324a	同步电机坐标系		问答式 .....	128b, 382b
水库调度计划 .....	90a	统 .....	340b, 337f	沃尔德等值法 .....	42d
水流时间常数 .....	376d	同步机组惯性常数 .....	340c	无功电源 .....	125e
水煤转换系数 .....	324c	同步稳定 .....	132b	无功负荷 .....	125e
水情信息 .....	324e, 62e	同步摇摆 .....	137b	无功功率与电压自动	
顺调压 .....	114f	同步振荡 .....	137b	控制 .....	352b
瞬时性 .....	98d	同时率 .....	39c	无功与电压最优控制 .....	353e
四端网络通用常数 .....	40f				

无线电负荷控制 .....	77a
<b>无线电通信</b> .....	<b>354c</b>
<b>无线电通信频段</b> .....	<b>354d</b>
无源转接方式 .....	347b
物理仿真装置 .....	103c
<b>西北电力系统</b> .....	<b>356a, 403a</b>
<b>西欧各国电力系统</b>	
<b>互联</b> .....	<b>356a</b>
系统精度和分辨率 .....	186c
系统可调容量 .....	109c
系统可用率 .....	186a
系统软件 .....	179f
系统稳定性允许的输电能力 .....	309f
系统总备用容量 .....	109b
下行通道 .....	382b
下行信息 .....	62e, 66f
现在值 .....	244a
限流 .....	398b
<b>线路继电保护配置</b> .....	<b>357d</b>
<b>线路自动重合闸配置</b> .....	<b>359b</b>
<b>线路纵联保护</b> .....	<b>359f</b>
线损率 .....	39b
线性方程组消元法 .....	42b
线性分组码 .....	255d
线性化分析法 .....	263e
线性化状态方程 .....	264f
香港电力系统 .....	403f
香农, C. E. (C. E. Shannon) .....	255b
<b>相电流差突变量选相</b>	
<b>元件</b> .....	<b>360d, 31a</b>
相间故障保护 .....	83a
相移键控 .....	319c
<b>消弧线圈接地系统</b>	
<b>统</b> .....	<b>360d, 219d</b>
小干扰法 .....	263e
小干扰稳定计算 .....	263c
小接地电流系统 .....	142d
小时电力不足期望值 .....	208a
小振荡法 .....	264d

谐振接地系统 .....	219d
新装置投入运行试验 .....	250a
<b>信道机</b> .....	<b>360d</b>
<b>信号继电器</b> .....	<b>361a</b>
信息高峰压缩 .....	84f
信息展现 .....	85b
<b>信噪比</b> .....	<b>361b</b>
<b>行波保护</b> .....	<b>361d</b>
行波差动保护 .....	362a
行波方向保护 .....	361f
行波距离保护 .....	361f
行为指标 .....	48a
旋转整流器(无刷)励磁系统 .....	275f
<b>选相元件</b> .....	<b>362e, 31a</b>
循环码 .....	256e
循环式 .....	128b, 382b
雅可比(Jacobian)矩阵 .....	23e
腰荷 .....	77d, 405c
<b>摇摆曲线</b> .....	<b>363a, 388c</b>
<b>遥测</b> .....	<b>363a</b>
遥测精度 .....	131c
<b>遥控</b> .....	<b>363b</b>
<b>遥调</b> .....	<b>363b</b>
<b>遥信</b> .....	<b>363b</b>
一般三相重合闸 .....	305b
一次调节 .....	106e
一次调频 .....	376e
伊莱亚斯, P. (P. Elias) .....	255b
移动式载波机 .....	154e
<b>移动通信</b> .....	<b>363c</b>
音频负荷控制 .....	77a
音频架与高频架分离型载波机 .....	154f
应用软件 .....	180b
<b>英国《超高压输电网规划安全标准》</b> .....	<b>363e</b>
<b>英国电力委员会供电可靠性规定</b> .....	<b>364d</b>
<b>英国电力系统</b> .....	<b>365a</b>
<b>英国电力系统可靠性</b>	

<b>管理</b> .....	<b>366e</b>
<b>英国《发电厂接入系统的规划安全标准》</b> .....	<b>370c</b>
<b>英国《供电安全导则》</b> .....	<b>371b</b>
<b>英国《配电系统国家事故和停电报告制度》</b> .....	<b>371e</b>
永久性 .....	98d
用电单耗法 .....	39e
用电负荷 .....	39a
<b>有功功率与频率自动控制</b> .....	<b>372c</b>
<b>有线通信线路</b> .....	<b>374e</b>
<b>有效接地系统</b> .....	<b>375c, 142d</b>
有源转接方式 .....	347b
预防控制 .....	47e
预想出力 .....	57b, 109c
<b>原动机调速系统数学模型</b> .....	<b>375e</b>
<b>远动传输规约</b> .....	<b>377d</b>
远动当地显示功能 .....	128e
远动规约 .....	377e
<b>远动通道</b> .....	<b>380c, 67c</b>
<b>远动终端</b> .....	<b>381e</b>
远动终端接口 .....	179c
远方操作台 .....	183b
远后备保护方式 .....	357e
越限判断 .....	85c
<b>允许式与闭锁式纵联保护</b> .....	<b>382e</b>
运行维护试验 .....	250c
<b>载波继电保护</b> .....	<b>384a</b>
在线等值 .....	193b
暂时性 .....	98d
暂态能量函数 .....	389b
<b>暂态网络分析仪</b>	
(TNA) .....	<b>384e, 104a</b>
<b>暂态稳定计算</b> .....	<b>385f</b>
<b>暂态稳定计算李亚普诺夫直接法</b> .....	<b>388f</b>
暂态准则 .....	101d
噪声计电压 .....	361d

振荡解列装置 .....	149d	中压 .....	167c	最佳重合闸时间 .....	407d
<b>振荡解列装置</b> .....	<b>391a</b>	中压配电网 .....	46b	<b>最小可接受岁收需置</b> .....	<b>407f</b>
振荡中心 .....	137f	中央处理器 .....	178f	最小码距 .....	255e
蒸汽容积效应 .....	375f	中央通信方式载波机 .....	154c	<b>最小投资收益率</b> .....	<b>408a</b>
整流器负荷因子 .....	275b	重要负荷 .....	39d	最优目标决策控制 .....	49d
<b>整流型继电器</b> .....	<b>391a</b>	周负荷曲线 .....	77f	最终稳定 .....	119c
正常解列 .....	16b	逐步积分法 .....	387f		
正弦波畸变率 .....	16d	主保护 .....	82e,357e	ANSI .....	8a
正序分量 .....	196b	主保护的冗余化 .....	357f	ASME .....	9c
支持软件 .....	180a	主保护双重化 .....	357f	B 系数 .....	343f
支路开断模拟 .....	47f	主存储器 .....	179b	BCH 码 .....	257b
直接法 .....	386f	主站 .....	84e	BEC .....	94b,366f
<b>直接跳闸式保护</b> .....	<b>392e</b>	注入元 .....	43c	CAD .....	112e
直接停电损失 .....	100a,331a	<b>转子运动方程</b> .....	<b>406b,339e</b>	CEGB .....	366e
<b>直流计算台</b> .....	<b>393b</b>	状态估计程序 .....	180d	dP/d $\delta$ 实用判据 .....	263d,263f
直流继电器 .....	34e,34f	状态估计误差 .....	145f	dQ/dU 实用判据 .....	263e,264c
直流开关场设备保护 .....	399a	准同步并列 .....	16a	EEI .....	6a,93c
直流励磁机 .....	274f	<b>自动重合闸</b> .....	<b>406b</b>	EMS .....	67d,147f,184a
直流励磁机励磁系统 .....	275f	自动电压调节装置 .....	352d	EPRI .....	9b,93c
直流励磁机数学模型 .....	274f	自动功率因数调节		FPC .....	5c
直流滤波器保护 .....	399f	装置 .....	352d	GADS .....	6b
<b>直流输电</b> .....	<b>393c</b>	自动调频 .....	106e	IEEE .....	93c
<b>直流输电系统继电保护</b> .....	<b>397e</b>	自动无功调节装置 .....	352d	N-1 准则 .....	311f
直流调制 .....	258e	自励磁 .....	133d	N-2 准则 .....	311f
智能用户电报终端 .....	320b	自然功率 .....	310a	NERC .....	5d,93b
<b>中国城市电网可靠性</b>		自同步并列 .....	16a	P-Q 节点 .....	21c
规定 .....	400a	自同步重合闸 .....	305e	P-U 节点 .....	21d
中国电机工程学会		<b>自同步重合闸</b> .....	<b>406f</b>	QR 算法 .....	265a
可靠性专业委员会 .....	93c	综合负荷静态特性 .....	222e	REI 等值法 .....	42e
<b>中国电力设施的可靠性</b>		综合稳定 .....	119c	SCADA .....	183f
统计 .....	400d	综合用电水平法 .....	40b	TNA .....	385e
<b>中国电力系统</b> .....	<b>401c</b>	<b>纵横制交换机</b> .....	<b>406f</b>	UCPTE .....	62b
<b>中国配电系统供电可靠性</b>		纵续动作 .....	321e	U- $\theta$ 节点 .....	21d
统计办法 .....	404d	纵续动作区 .....	321e	$\alpha\beta 0$ 法 .....	1a
中间负荷 .....	77d,405c	<b>阻抗继电器</b> .....	<b>407d</b>	$\alpha\beta 0$ 坐标系统 .....	1b
<b>中间负荷发电厂</b> .....	<b>405c</b>	阻抗矩阵迭代法 .....	22f		
<b>中间继电器</b> .....	<b>406a</b>	最大发电量 .....	97c		

振荡解列装置 .....	149d	中压 .....	167c	最佳重合闸时间 .....	407d
<b>振荡解列装置</b> .....	<b>391a</b>	中压配电网 .....	46b	<b>最小可接受岁收需置</b> .....	<b>407f</b>
振荡中心 .....	137f	中央处理器 .....	178f	最小码距 .....	255e
蒸汽容积效应 .....	375f	中央通信方式载波机 .....	154c	<b>最小投资收益率</b> .....	<b>408a</b>
整流器负荷因子 .....	275b	重要负荷 .....	39d	最优目标决策控制 .....	49d
<b>整流型继电器</b> .....	<b>391a</b>	周负荷曲线 .....	77f	最终稳定 .....	119c
正常解列 .....	16b	逐步积分法 .....	387f		
正弦波畸变率 .....	16d	主保护 .....	82e,357e	ANSI .....	8a
正序分量 .....	196b	主保护的冗余化 .....	357f	ASME .....	9c
支持软件 .....	180a	主保护双重化 .....	357f	B 系数 .....	343f
支路开断模拟 .....	47f	主存储器 .....	179b	BCH 码 .....	257b
直接法 .....	386f	主站 .....	84e	BEC .....	94b,366f
<b>直接跳闸式保护</b> .....	<b>392e</b>	注入元 .....	43c	CAD .....	112e
直接停电损失 .....	100a,331a	<b>转子运动方程</b> .....	<b>406b,339e</b>	CEGB .....	366e
<b>直流计算台</b> .....	<b>393b</b>	状态估计程序 .....	180d	dP/d $\delta$ 实用判据 .....	263d,263f
直流继电器 .....	34e,34f	状态估计误差 .....	145f	dQ/dU 实用判据 .....	263e,264c
直流开关场设备保护 .....	399a	准同步并列 .....	16a	EEI .....	6a,93c
直流励磁机 .....	274f	<b>自动重合闸</b> .....	<b>406b</b>	EMS .....	67d,147f,184a
直流励磁机励磁系统 .....	275f	自动电压调节装置 .....	352d	EPRI .....	9b,93c
直流励磁机数学模型 .....	274f	自动功率因数调节		FPC .....	5c
直流滤波器保护 .....	399f	装置 .....	352d	GADS .....	6b
<b>直流输电</b> .....	<b>393c</b>	自动调频 .....	106e	IEEE .....	93c
<b>直流输电系统继电保护</b> .....	<b>397e</b>	自动无功调节装置 .....	352d	N-1 准则 .....	311f
直流调制 .....	258e	自励磁 .....	133d	N-2 准则 .....	311f
智能用户电报终端 .....	320b	自然功率 .....	310a	NERC .....	5d,93b
<b>中国城市电网可靠性</b>		自同步并列 .....	16a	P-Q 节点 .....	21c
规定 .....	400a	自同步重合闸 .....	305e	P-U 节点 .....	21d
中国电机工程学会		<b>自同步重合闸</b> .....	<b>406f</b>	QR 算法 .....	265a
可靠性专业委员会 .....	93c	综合负荷静态特性 .....	222e	REI 等值法 .....	42e
<b>中国电力设施的可靠性</b>		综合稳定 .....	119c	SCADA .....	183f
统计 .....	400d	综合用电水平法 .....	40b	TNA .....	385e
<b>中国电力系统</b> .....	<b>401c</b>	<b>纵横制交换机</b> .....	<b>406f</b>	UCPTE .....	62b
<b>中国配电系统供电可靠性</b>		纵续动作 .....	321e	U- $\theta$ 节点 .....	21d
统计办法 .....	404d	纵续动作区 .....	321e	$\alpha\beta 0$ 法 .....	1a
中间负荷 .....	77d,405c	<b>阻抗继电器</b> .....	<b>407d</b>	$\alpha\beta 0$ 坐标系统 .....	1b
<b>中间负荷发电厂</b> .....	<b>405c</b>	阻抗矩阵迭代法 .....	22f		
<b>中间继电器</b> .....	<b>406a</b>	最大发电量 .....	97c		